



TUGAS AKHIR - TF 141581
ANALISIS CO₂ *ENHANCED OIL RECOVERY*
MENGGUNAKAN PERANGKAT LUNAK
COMSOL

ANGGARA WIDYA WICAKSONO
NRP. 2412100 121

Dosen Pembimbing
Totok Ruki Biyanto, Ph.D.
Ir. Sarwono, M.M.

JURUSAN TEKNIK FISIKA
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016



FINAL PROJECT -TF141581

**CO₂ ENHANCED OIL RECOVERY
ANALYSIS USING COMSOL SOFTWARE**

ANGGARA WIDYA WICAKSONO
NRP. 2412100 121

Supervisor
Totok Ruki Biyanto, Ph.D.
Ir. Sarwono, M.M.

DEPARTMENT OF ENGINEERING PHYSICS
Faculty of Industrial Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016

LEMBAR PENGESAHAN

ANALISIS CO₂ ENHANCED OIL RECOVERY MENGUNAKAN PERANGKAT LUNAK COMSOL

TUGAS AKHIR

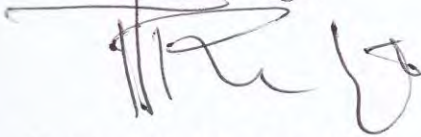
Oleh :

Anggara Widya Wicaksono

NRP : 2412 100 121

Surabaya, 5 Januari 2016
Mengetahui/Menyetujui

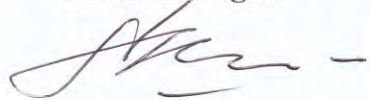
Pembimbing I



Totok Ruki Biyanto, Ph.D

NIPN. 19710702 199802 1 001

Pembimbing II



Ir. Sarwono, M.M

NIPN. 19580530 198303 1 002



Ketua Jurusan
Teknik Fisika FTI-ITS

Agus Muhammad Hatta, ST, Msi, Ph.D

NIPN. 19780902 200312 1 002

LEMBAR PENGESAHAN

ANALISIS CO₂ *ENHANCED OIL RECOVERY* MENGUNAKAN PERANGKAT LUNAK COMSOL

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada

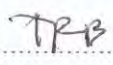




Bidang Studi Rekayasa Energi dan Pengkondisian Lingkungan
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Fisika
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

ANGGARA WIDYA WICAKSONO

NRP. 2412100 121

Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir :

1. Totok Ruki Biyanto, Ph.D..... (Pembimbing I)
2. Ir. Sarwono, M.M..... (Pembimbing II)
3. Dr.Ir. Purwadi Agus Darwito, MSc..... (Ketua Penguji)
4. Ir. Ronny Dwi Noriyati, M.Kes..... (Penguji)
5. Bagus Tris Atmaja, ST, MT..... (Penguji)

SURABAYA
Januari 2015

ANALISIS CO₂ *ENHANCED OIL RECOVERY* MENGGUNAKAN PERANGKAT LUNAK COMSOL

Nama Mahasiswa : Anggara Widya Wicaksono
NRP : 24 12 100 121
Jurusan : Teknik Fisika FTI-ITS
Dosen Pembimbing 1 : Totok Ruki Biyanto, Ph.D
Dosen Pembimbing 2 : Ir. Sarwono, M.M

Abstrak

Profil produksi dari sebuah lapangan minyak dan gas pada umumnya memiliki fase dengan rata-rata kurva produksi yang tinggi dalam waktu yang lama dengan menggunakan metode perolehan minyak primer dan sekunder. Akhir dari fase tersebut adalah titik dimana produksi memasuki fase penurunan. Untuk meningkatkan kembali produksi minyak mentah dibutuhkan metode perolehan minyak tersier (*Enhanced Oil Recovery*). Sebelum EOR diterapkan pada lapangan minyak sesungguhnya, untuk meminimalisir biaya, dibutuhkan pemodelan formasi batuan dan kondisi penginjeksian EOR. Pada tugas akhir ini, penulis telah melakukan pemodelan penginjeksian CO₂ EOR kedalam formasi batuan dengan analisa tekanan, suhu, dan debit penginjeksian. Pencampuran yang dilakukan antara minyak mentah ringan dengan CO₂ menggunakan perangkat lunak HYSYS, lalu membuat simulasi penginjeksian hasil pencampuran kedalam formasi batuan yang telah dikondisikan dengan menggunakan perangkat lunak COMSOL dengan perbedaan properti campuran seiring dengan perubahan tekanan dan suhu, kemudian memberikan variasi nilai kepada variabel-variabel yang terkait. Hasil terbaik yang didapatkan adalah untuk menginjeksikan CO₂ EOR kedalam formasi batuan dengan pencampuran minyak mentah ringan dibutuhkan waktu 12 bulan, dengan kecepatan penginjeksian $1e^{-5}$ m/s, tekanan 320 psi, suhu 40°C, debit 0,007m³/s (3804,08 barrel/hari), dan 85% suhu dan tekanan sesuai dengan kondisi yang diinginkan pada ujung formasi batuan.

Kata Kunci: Profil Produksi, EOR, Tekanan, Suhu, Kecepatan

CO₂ ENHANCED OIL RECOVERY ANALYSIS USING COMSOL SOFTWARE

Name : *Anggara Widya Wicaksono*
NRP : *24 12 100 121*
Department : *Department of Engineering Physics*
1st Supervisor : *Totok Ruki Biyanto, Ph.D.*
2nd Supervisor : *Ir. Sarwono, M.M.*

Abstract

Production profile from an oil and gas field in general have an average phase with high production curve for a long time by using primary and secondary oil recovery. The final phase is the point at which the production entered a phase of decline. To increase the production of crude oil back tertiary oil recovery method (Enhanced Oil Recovery) is needed. Before EOR applied to the actual oil field, to minimize costs, it takes modeling rock formations and EOR injection conditions. In this thesis, the author has done modeling injection of CO₂ EOR into rock formations, with analysis of pressure, temperature, and volumetric flowrate of injection. Mixing is done between crude oil with CO₂ using HYSYS software, then create a simulation of the injection of the mixing results into rock formations that have been conditioned by using COMSOL software, with different mix properties along with changes in pressure and temperature, and then give a variation to the variables which is related. The best results obtained is, to inject CO₂ EOR into rock formations by mixing light crude oil, takes 12 month, with the velocity of injection is $1e^{-5}$ m/s, the pressure is 320 psi, the temperature is 40°C, and volumetric flowrate 0,007m³/s (3804,08 barrel/day), and 85% of the temperature and pressure in accordance with the desired conditions at the end of the rock formations.

Keywords: *Production Profile, EOR, Pressure, Temperature, Velocity*

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah S.W.T, karena rahmat dan hikmat-Nya sehingga penulis diberikan kesehatan, kemudahan, dan kelancaran dalam menyusun laporan tugas akhir ini. Tidak lupa juga penulis menyampaikan ucapan terima kasih kepada keluarga dan para sahabat. Oleh karena dukungan mereka, penulis mampu menyusun laporan tugas akhir yang berjudul:

“ANALISIS CO₂ ENHANCED OIL RECOVERY MENGUNAKAN PERANGKAT LUNAK COMSOL”

Tugas akhir ini merupakan salah satu persyaratan akademik yang harus dipenuhi dalam Program Studi S-1 Teknik Fisika FTI-ITS. Penulis menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Totok Ruki Biyanto, Ph.D. selaku dosen pembimbing I tugas akhir ini, yang selalu memberikan pencerahan, ide-ide baru, ilmu-ilmu, dan evaluasi selama pengerjaan.
2. Ir. Sarwono, M.M. selaku dosen pembimbing II tugas akhir ini, yang selalu memberikan motivasi dan pengalaman.
3. Agus Muhamad Hatta, ST, Msi, Ph.D. selaku ketua jurusan Teknik Fisika ITS.
4. Segenap Bapak/Ibu dosen pengajar di jurusan Teknik Fisika Fakultas Teknologi Industri, ITS.
5. Segenap keluarga penulis yang telah memberikan dukungan penuh terhadap penyelesaian tugas akhir ini, serta do'a yang tiada henti.
6. Andika Dwiparana S.N, Hiskia Junanta G, Muhammad Roy Ashiddiqi, selaku senior yang membantu dalam memberi referensi tambahan dan ilmu-ilmu tambahan dalam pengerjaan tugas akhir ini.
7. Rekan-rekan F47 dan warga Teknik Fisika, FTI, ITS, yang senantiasa memberikan motivasi dan perhatian.
8. Rekan-rekan dan laboran dari Laboratorium Rekayasa Energi dan Pengkondisian Lingkungan Teknik Fisika - ITS.

9. Teman-teman seperjuangan TA yang telah saling memotivasi dan memberikan bantuan juga do'a dalam penyelesaian laporan tugas akhir ini.
10. Teman-teman seperkumpulan Ilham Rimsy, Ferry Muhammad, Ansor Prima Yuda, Aristo Parisian, dan Alvien Murad.
11. Teman-teman komunitas Sobat Bumi Surabaya yang selalu memberi dukungan, do'a, serta keceriaan yang menunjang kelancaran tugas akhir ini.
12. Teman-teman UKM Bola Basket ITS yang menemani saya menjaga kesehatan selama pengerjaan tugas akhir ini.
13. Andina, yang selalu memotivasi, membawakan makanan, memberikan ilmu tambahan dalam format laporan.
14. Dan masih banyak lagi yang tidak bisa penulis sebutkan satu per satu.

Penulis menyadari bahwa mungkin masih ada kekurangan dalam laporan ini, sehingga kritik dan saran yang membangun akan penulis terima. Semoga laporan ini dapat berguna dan bermanfaat bagi penulis dan pihak yang membacanya.

Surabaya, 28 Januari 2016

Penulis

DAFTAR ISI

JUDUL	i
JUDUL	iii
LEMBAR PENGESAHAN.....	v
LEMBAR PENGESAHAN.....	vii
Abstrak.....	ix
Abstract.....	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xvi
DAFTAR TABEL	xxiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	5
1.3. Tujuan.....	5
1.4. Lingkup Kerja	5
1.5. Sistematika Laporan	6
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	9
2.1 <i>Enhanced Oil Recovery</i> (EOR)	9
2.2 Injeksi Gas CO ₂ – <i>Enhanced Oil Recovery</i>	12
2.3 Minyak Bumi	12
2.4 Klasifikasi Minyak Bumi.....	13
2.5 Jenis-jenis Batuan Penyimpanan Minyak	17
2.6 Permeabiliti	18
2.7 Turtuositi	21
2.8 Hukum Darcy	22
2.9 Porositi.....	24
2.10 Viskositi Dinamik	25
2.11 Kapasitas Panas.....	26
2.12 Rasio Panas Spesifik.....	27
2.13 Persamaan Dasar Perpindahan Panas	29
2.14 Perpindahan Panas pada Formasi Batuan	31
2.15 Persamaan Kontinuitas	34

2.16 Perangkat Lunak COMSOL <i>Multiphysics</i>	36
2.17 Perangkat Lunak HYSYS	38
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	41
3.1 Diagram Alir Penelitian	41
3.2 Studi Literatur	42
3.3 Pengumpulan Data-data Formasi Batuan dan Minyak Mentah	42
3.4 Pencampuran Minyak Mentah dengan CO ₂ Menggunakan Perangkat Lunak HYSYS	43
3.5 Pengumpulan Data Properti Campuran Minyak Mentah dengan CO ₂	43
3.6 Pembuatan Simulasi Formasi Batuan dan Penginjeksian CO ₂ EOR	44
3.7 Memvariasikan Variabel yang Mempengaruhi <i>Volumetric flowrate</i> , Tekanan, dan Suhu.....	44
3.8 Membuat Plot Grafik dalam Fungsi Debit, Tekanan, dan Suhu.....	46
3.9 Menentukan Debit (<i>volumetric flowrate</i>), Tekanan, dan Suhu Penginjeksian yang Maksimal	46
3.10 Menganalisa Hasil Debit (<i>volumetric flowrate</i>), Tekanan, dan Suhu	46
3.11 Membuat Laporan	46
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	47
4.1 Hasil Simulasi Menggunakan COMSOL	47
4.2 Analisis Suhu dan Tekanan Keluaran Keseluruhan	74
4.3 Analisa Perpindahan Panas dan Aliran Tekanan	75
4.4 Perhitungan Manual	76
4.5 Pembahasan	78
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	81
5.1 Kesimpulan	81
5.2 Saran.....	81
DAFTAR PUSTAKA.....	83
LAMPIRAN.....	89

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Produksi minyak pada texas timur dan texas tengah.....	2
Gambar 1.2	Laju produksi dan konsumsi rata-rata minyak bumi dan kondesat nasional	3
Gambar 1.3	Hasil produksi metode primer, sekunder, tersier, dan minyak yang masih tersisa di formasi batuan.....	4
Gambar 2.1	Proses injeksi polimer (kimia) pada formasi batuan.....	10
Gambar 2.2	Proses injeksi karbon dioksida (gas) pada formasi batuan	10
Gambar 2.3	Proses injeksi <i>steam</i> (panas) pada formasi batuan.....	11
Gambar 2.4	Jenis-jenis teknologi EOR.....	11
Gambar 2.5	Batuan <i>limestone</i>	17
Gambar 2.6	Batuan <i>sandstone</i>	18
Gambar 2.7	Kurva umum permeabiliti relatif dengan air dan minyak	20
Gambar 2.8	Pori-pori berhubungan yang memberikan permeabiliti	21
Gambar 2.9	Aliran fluida melalui pipa dengan variasi luas penampang	35
Gambar 2.10	Tampilan perangkat lunak COMSOL <i>multiphysics</i>	37
Gambar 2.11	Tampilan perangkat lunak HYSYS	39
Gambar 3.1	Diagram alir penelitian	41
Gambar 3.2	<i>Flowsheet</i> perangkat lunak HYSYS 8.0.....	43
Gambar 4.1	Representasi aliran tekanan akibat panjang formasi batuan pada data pertama	47
Gambar 4.2	Representasi perpindahan panas akibat panjang formasi batuan pada data pertama	47

Gambar 4.3	Grafik pengaruh panjang formasi batuan terhadap keluaran tekanan.....	48
Gambar 4.4	Grafik pengaruh panjang formasi batuan terhadap keluaran suhu	48
Gambar 4.5	Grafik pengaruh panjang formasi batuan terhadap debit	49
Gambar 4.6	Representasi aliran tekanan akibat permeabiliti batuan pada data pertama	50
Gambar 4.7	Representasi perpindahan panas akibat permeabiliti batuan pada data pertama.....	50
Gambar 4.8	Grafik pengaruh permeabiliti formasi batuan terhadap keluaran tekanan (data 1-30).....	50
Gambar 4.9	Grafik pengaruh permeabiliti formasi batuan terhadap keluaran tekanan (data 1-5).....	51
Gambar 4.10	Grafik pengaruh permeabiliti formasi batuan terhadap keluaran suhu (data 1-30).....	51
Gambar 4.11	Grafik pengaruh permeabiliti formasi batuan terhadap keluaran suhu (data 1-16).....	52
Gambar 4.12	Representasi aliran tekanan akibat kecepatan injeksi pada data pertama	53
Gambar 4.13	Representasi perpindahan panas akibat kecepatan injeksi pada data pertama.....	53
Gambar 4.14	Grafik pengaruh kecepatan penginjeksian CO_2 terhadap keluaran tekanan.....	54
Gambar 4.15	Grafik pengaruh kecepatan penginjeksian CO_2 terhadap keluaran suhu	54
Gambar 4.16	Grafik pengaruh kecepatan penginjeksian CO_2 terhadap debit	55
Gambar 4.17	Representasi aliran tekanan akibat konduktivitas panas batuan data pertama	56
Gambar 4.18	Representasi perpindahan panas akibat konduktivitas panas batuan data pertama.....	56

Gambar	4.19	Grafik pengaruh konduktivitas panas formasi batuan terhadap tekanan.....	56
Gambar	4.20	Grafik pengaruh konduktivitas panas formasi batuan terhadap suhu	57
Gambar	4.21	Representasi aliran tekanan akibat porositi batuan pada data pertama	58
Gambar	4.22	Representasi perpindahan panas porositi batuan pada data pertama	58
Gambar	4.23	Grafik pengaruh porositi formasi batuan terhadap tekanan.....	58
Gambar	4.24	Grafik pengaruh porositi formasi batuan terhadap suhu.....	59
Gambar	4.25	Representasi aliran tekanan akibat lama penginjeksian pada data pertama	60
Gambar	4.26	Representasi perpindahan panas akibat lama penginjeksian pada data pertama	60
Gambar	4.27	Grafik pengaruh lamanya waktu penginjeksian CO ₂ EOR terhadap tekanan keluaran	60
Gambar	4.28	Grafik pengaruh lamanya waktu penginjeksian co ₂ terhadap suhu keluaran.....	61
Gambar	4.29	Representasi aliran tekanan akibat densiti batuan pada data pertama	62
Gambar	4.30	Representasi perpindahan panas akibat densiti batuan pada data pertama	62
Gambar	4.31	Grafik pengaruh perubahan nilai densiti formasi batuan terhadap tekanan keluaran.....	63
Gambar	4.32	Grafik pengaruh perubahan nilai densiti formasi batuan terhadap suhu keluaran	63
Gambar	4.33	Representasi aliran tekanan akibat kapasiti panas batuan pada data pertama	64
Gambar	4.34	Representasi perpindahan panas akibat densiti batuan pada data pertama	64

Gambar 4.35	Grafik pengaruh perubahan nilai kapasitas panas formasi batuan terhadap nilai tekanan keluaran.....	65
Gambar 4.36	Grafik pengaruh perubahan nilai kapasitas panas formasi batuan terhadap nilai suhu keluaran.....	65
Gambar 4.37	Representasi aliran tekanan akibat kondisi awal tekanan pada data pertama	66
Gambar 4.38	Representasi perpindahan panas kondisi awal tekanan pada data pertama	66
Gambar 4.39	Grafik pengaruh tekanan awal formasi batuan terhadap tekanan keluaran.....	67
Gambar 4.40	Grafik pengaruh tekanan awal formasi batuan terhadap suhu keluaran	67
Gambar 4.41	Representasi aliran tekanan akibat kondisi awal suhu pada data pertama	68
Gambar 4.42	Representasi perpindahan panas kondisi awal suhu pada data pertama	68
Gambar 4.43	Grafik pengaruh perubahan suhu awal formasi batuan terhadap tekanan keluaran.....	69
Gambar 4.44	Grafik pengaruh perubahan suhu awal formasi batuan dan minyak mentah ringan terhadap suhu keluaran.....	69
Gambar 4.45	Representasi aliran tekanan akibat tekanan masukkan pada data pertama.....	70
Gambar 4.46	Representasi perpindahan panas akibat tekanan masukkan pada data pertama.....	71
Gambar 4.47	Grafik pengaruh perubahan tekanan masukkan terhadap tekanan keluaran.....	71
Gambar 4.48	Grafik pengaruh perubahan tekanan masukkan terhadap suhu keluaran	71

Gambar 4.49	Representasi aliran tekanan pada perangkat lunak COMSOL akibat suhu masukan pada data pertama	72
Gambar 4.50	Representasi perpindahan panas pada perangkat lunak COMSOL akibat suhu masukan pada data pertama	72
Gambar 4.51	Grafik pengaruh perubahan suhu masukan terhadap tekanan keluaran.....	73
Gambar 4.52	Grafik pengaruh perubahan suhu masukan terhadap suhu keluaran	73
Gambar 4.53	Penurunan nilai tekanan pada pengkondisian pertama.....	75
Gambar 4.54	Penurunan nilai suhu pada pengkondisian pertama.....	76

Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Analisis elementer minyak bumi.....	13
Tabel 2.2	Komposisi elementer dari beberapa jenis minyak bumi	14
Tabel 2.3	Klasifikasi beberapa jenis minyak bumi berdasarkan massa jenis.....	15
Tabel 2.4	Beberapa minyak bumi dan °API.....	16
Tabel 3.1	Data analisis sensitivitas.....	45
Tabel 4.1	Persentase tekanan dan suhu pada formasi batuan berdasarkan prinsip pencampuran CO ₂ EOR (a.pengkondisi pertama b. pengkondisian kedua c. Pengkondisian ketiga)	74
Tabel 4.2	Data yang dibutuhkan untuk perhitungan tekanan secara manual.....	77
Tabel 4.3	Data hasil kecepatan Darcy dan <i>error</i> perhitungan berdasarkan perhitungan manual	77
Tabel 4.4	Data untuk mencari <i>k</i> efektif secara manual	77
Tabel 4.5	Data hasil konduksi fluks panas dan <i>error</i> perhitungan berdasarkan perhitungan manual	78

Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

BAB I

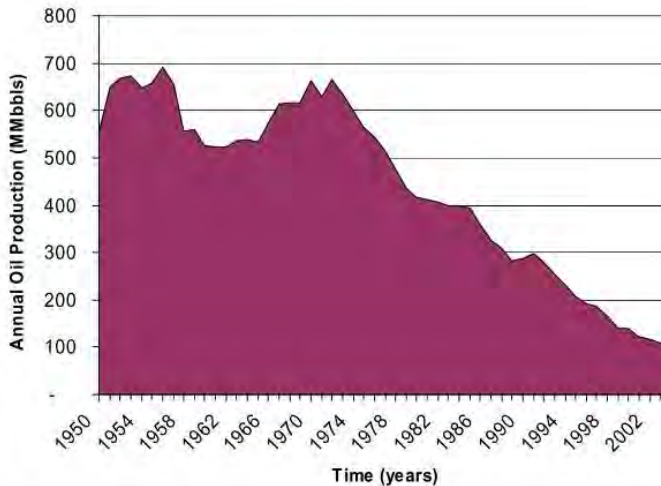
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Profil produksi dari sebuah lapangan minyak dan gas pada umumnya memiliki fase dengan rata-rata kurva produksi yang tinggi dalam waktu yang lama. Akhir dari fase tersebut adalah titik dimana produksi memasuki fase penurunan[1]. Salah satu contoh adalah lapangan produksi minyak dan gas *North Sea oil* yang terdapat di Norwegia, sejak awal ditemukan pada tahun 1960an, lapangan tersebut merupakan pengeksplor minyak terbesar ketiga di dunia, namun pada tahun 2001 lapangan tersebut mencapai puncak produksi hingga 3.4 juta barrel per hari (Mbpd) dan menurun sejak saat itu[2].

Contoh penurunan produksi minyak lain adalah pada *East and Central Texas*, lapangan minyak tersebut dibor pada tahun 1866 dan mencapai puncak produksi dengan menggunakan usaha perolehan minyak primer pada tahun 1950an dengan kira-kira 673 MMBbls. Produksi minyak mulai menurun sejak awal tahun 1950an, setelah itu dilakukan usaha sekunder dengan menginjeksikan air kedalam lapangan produksi, lalu berhasil mendapatkan puncak produksi pada tahap sekunder ini pada tahun 1970an, dapat dilihat grafik produksi minyak di Texas Timur dan Tengah pada Gambar 1.2, kemudian dibutuhkan usaha perolehan minyak tersier (*Enhanced Oil Recovery*) setelah lapangan tersebut sudah tergolong tua dan dalam kondisi penurunan produksi. Rata-rata perolehan minyak di formasi batuan *East and Central Texas* setelah tahap sekunder hanya 35%, meninggalkan jumlah yang besar sisa minyak yang masih terdapat di formasi batuan[3]. Pada Gambar 1.3 memvisualisasikan produksi minyak yang berhasil diperoleh dari usaha primer, sekunder, sampai dengan tersier, dan masih terdapat minyak yang tersisa di dalam formasi batuan. Sedangkan di Indonesia pada dekade 2000-an dan 2010-an menunjukkan penurunan secara drastis produksi minyak bumi secara nasional. Penurunan tekanan formasi batuan secara prematur akibat

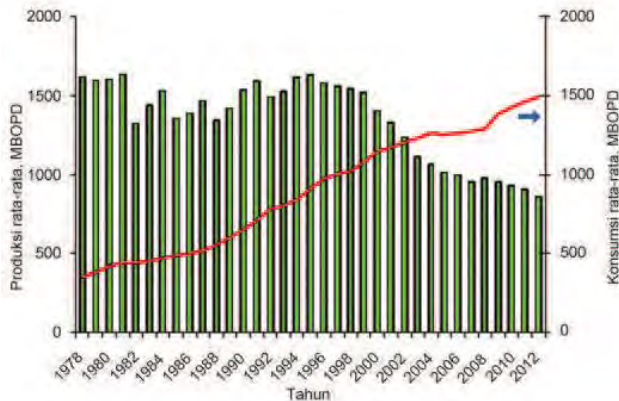
produksi pada tingkat maksimum juga umumnya tidak dibarengi dengan strategi-strategi injeksi air dan pemeliharaan tekanan secara tepat dan sedini mungkin seperti yang dikemukakan oleh Cockcroft pada tahun 1998, lapangan-lapangan minyak di Indonesia umumnya sudah berumur lanjut dan tidak memiliki strategi *enhanced oil recovery* (EOR) dan/atau pemeliharaan tekanan. Pada Gambar 1.2 dapat dilihat laju produksi dan konsumsi rata-rata minyak bumi dan kondensat nasional, periode 1978-2012. Satuan dalam MBOPD (ribu *barrel oil per day*). Penurunan produksi dibarengi dengan pertumbuhan konsumsi yang pesat, yang digambarkan dengan garis merah pada gambar grafik[4].



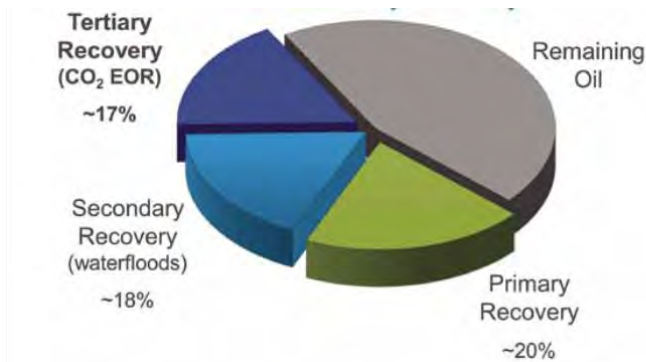
Gambar 1.1 Produksi minyak pada texas timur dan texas tengah[3]

Enhanced oil recovery(EOR) adalah sebuah istilah yang dipakai untuk metode yang digunakan untuk mendapatkan minyak dari formasi batuan (batu penyimpanan minyak) melampaui hasil yang bisa didapatkan oleh metode primer dan sekunder. Metode primer dalam memperoleh minyak dengan caramemanfaatkan energi alami yang terkandung dalam reservoir

itu sendiri, sedangkan metode sekunder biasanya dengan cara penginjeksian air dan pemeliharaan tekanan formasi batuan. Terdapat tiga metode EOR yaitu *thermal recovery*[6], *chemical recovery*[7], dan *gas miscible recovery*[8] sudah sangat sering digunakan dan menghasilkan banyak peningkatan produksi minyak. Terdapat satu lagi jenis EOR yaitu *microbial flooding recovery* yang masih dalam pengembangan studi. Metode *thermal recovery* terbagi kedalam *cyclic steam stimulation*, *steamflooding*, dan *in situ combustion*. Metode *gas miscible recovery* terbagi kedalam *cyclic carbon dioxide stimulation*, *carbon dioxide flooding*, dan *nitrogen flooding*. Metode *chemical flooding* terbagi kedalam *polymer flooding*, *micellar-polymer flooding*, dan *alkaline flooding*. Metode *microbial EOR* terbagi kedalam *cyclic microbial recovery* dan *microbial flooding*. Metode *thermal* dan *gas miscible flooding* dipilih untuk mengubah karakteristik fluida. Sedangkan *chemical flooding* dapat mengubah karakteristik fluida dan batuan. *Thermal flooding* membuat minyak yang kental menjadi lebih encer. *Miscible gas flooding* (CO₂) yang bila tercampur di larutan minyak pada kondisi tertentu akan mengubah karakteristik minyak sehingga densitinya turun dan mudah dialirkan ke sumur-sumur produksi[9].



Gambar 1.2 Laju produksi dan konsumsi rata-rata minyak bumi dan kondensat nasional[4]



Gambar 1.3 Hasil produksi metode primer, sekunder, tersier, dan minyak yang masih tersisa di formasi batuan[5]

Penginjeksian CO₂ adalah salah satu metode yang paling efektif untuk meningkatkan perolehan minyak pada formasi batuan minyak yang belum tersentuh teknologi EOR, mekanisme utama pada umumnya termasuk meningkatkan volume minyak, penurunan viskositi minyak, meningkatkan densiti minyak, sangat larut dalam air, menguapkan dan mengekstraksi dari minyak mentah, dan menghimpunkan efek asam pada batuan. Proses CO₂ EOR pada umumnya diklasifikasikan sebagai proses pencampuran, dimana untuk mencapai proses perolehan pencampuran minyak tekanan formasi batuan harus dijaga 200 psi di atas MMP (*Minimum Miscible Pressure*)[10],[11] dan suhu diatas suhu kritis 31,01°C[11]. Untuk itu CO₂ EOR akan melewati empat tahapan, yaitu tahapan eksplorasi, evaluasi, pengembangan, dan yang terakhir adalah tahap produksi[12].

Tahap eksplorasi membutuhkan waktu sekitar enam bulan, sedangkan tahap evaluasi membutuhkan waktu sekitar 12-24 bulan, untuk tahap pengembangan membutuhkan waktu 2-3 tahun, dan untuk tahap produksi akan terus dikembangkan seiring berjalannya waktu[12].

Pada tahap evaluasi terdapat tiga langkah yang harus dilakukan dalam pengembangan EOR di dunia industri minyak dan gas, yaitu menentukan metode EOR, pembanjiran atau penginjeksian inti dan memodelkan formasi batuan, dan pemodelan finansial[12].

Tugas akhir ini akan fokus kepada langkah pemodelan formasi batuan dan pemodelan penginjeksian CO₂. Pemodelan yang dilakukan adalah dengan cara membuat karakteristik dari formasi batuan lalu kemudian meneliti *volumetric flowrate*, tekanan, dan temperatur dari CO₂ yang diinjeksikan kedalam formasi batuan.

1.2 Rumusan Masalah

Proses injeksi CO₂ (karbon dioksida) pada sumur horizontal untuk produksi minyak yang masih tersimpan pada formasi batuan memerlukan pemodelan formasi batuan dan penginjeksian CO₂ EOR terlebih dahulu sebelum dilakukan pemodelan secara keuangan. Dari masalah tersebut didapat rumusan masalah yakni bagaimana membuat simulasi formasi batuan *sandstone* dan penginjeksian CO₂ EOR dengan meneliti debit (*volumetric flowrate*), tekanan, dan suhu, lalu bagaimana hasil analisa karakteristik formasi batuan yang diinjeksikan CO₂EOR.

1.3 Tujuan

Tujuan dari tugas akhir ini yaitu:

- Membuat simulasi formasi batuan *sandstone*
- Membuat simulasi penginjeksian CO₂EOR ke dalam formasi batuan *sandstone*
- Menganalisa karakteristik formasi batuan yang diinjeksikan CO₂EOR

1.4 Lingkup Kerja

Hal-hal yang dilakukan dalam penelitian ini meliputi :

- Membuat simulasi pencampuran minyak mentah dengan CO₂ dengan menggunakan perangkat lunak HYSYS
- Membuat simulasi formasi batuan (*formasi batuan*) dan penginjeksian CO₂ EOR untuk mendapatkan nilai *volumetric flowrate*, tekanan dan temperatur produksi dari persamaan darcy dan persamaan perpindahan panas
- Memvariasikan nilai *volumetric flowrate*, tekanan, dan temperatur dengan kondisi formasi batuan yang berbeda pada simulasi yang telah dibuat
- Membuat tabel dan plot grafik dalam fungsi *volumetric flowrate* terhadap tekanan injeksi CO₂ dan temperatur pada formasi batuan
- Menentukan *volumetric flowrate* yang maksimum dengan tekanan dan temperatur yang sesuai dengan pengkondisian CO₂EOR yang diperlukan.

1.5 Sistematika Laporan

Secara sistematis, laporan tugas akhir ini tersusun dalam lima bab, dengan penjelasan sebagai berikut:

BAB I Pendahuluan

Bab ini berisi latar belakang, rumusan masalah, tujuan, lingkup kerja, dan sistematika laporan dari tugas akhir.

BAB II Tinjauan Pustaka

Bab ini berisi tentang teori-teori yang mendasari penelitian. Teori-teori tersebut diantaranya meliputi EOR, injeksi gas CO₂ EOR, minyak berat dan minyak ringan, persamaan tekanan dari hukum Darcy, porositi, permeabiliti, viskositi dinamik, kapasitas panas, rasio panas spesifik, persamaan dasar perpindahan panas, perpindahan panas pada formasi batuan, persamaan kontinuitas, perangkat lunak COMSOL, perangkat lunak HYSYS

BAB III Metodologi Penelitian

Pada bab ini dijelaskan tentang langkah-langkah dan tahapan penelitian dimulai dari diagram alir penelitian, studi literatur, pengumpulan data formasi batuan, pencampuran minyak mentah

dengan CO₂ menggunakan perangkat lunak HYSYS, pengumpulan data sifat campuran minyak mentah dengan CO₂, membuat simulasi formasi batuan dan penginjeksian CO₂ EOR, memvariasikan nilai *volumetric flowrate*, tekanan, dan temperatur, membuat tabel dalam fungsi debit, tekanan, dan temperatur, plot grafik dalam fungsi debit, tekanan, dan temperatur, menentukan debit (*volumetric flowrate*), tekanan, dan suhu penginjeksian yang maksimal, menganalisa hasil debit (*volumetric flowrate*), tekanan, dan temperatur, membuat laporan

BAB IV Hasil dan Pembahasan

Bab ini menunjukkan hasil keluaran simulasi, beserta data-data yang didapatkan dari simulasi, beserta analisis, dan pembahasan yang telah diperoleh selama pengerjaan penelitian

BAB V Kesimpulan dan Saran

Bab ini memaparkan kesimpulan dan saran terkait dengan tugas akhir yang telah dilaksanakan

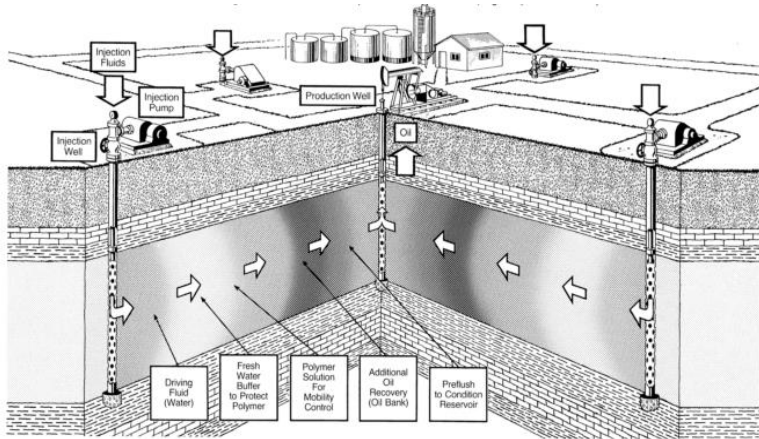
Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Enhanced Oil Recovery (EOR)*

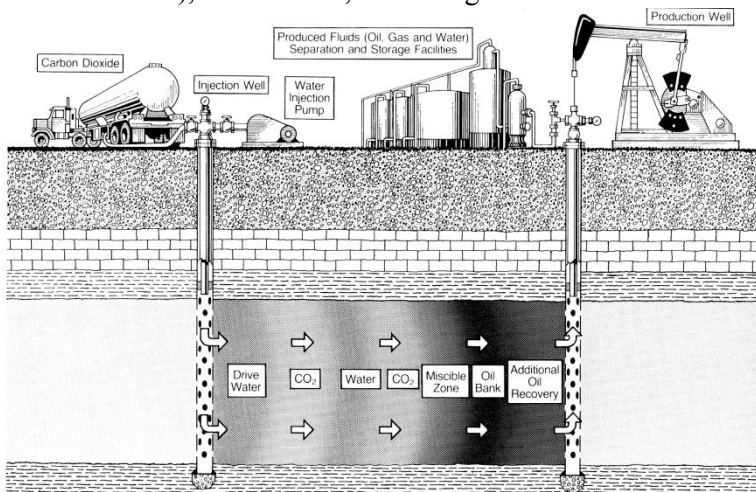
Enhanced Oil Recovery pada umumnya dianggap sebagai fase produksi minyak ketiga atau terakhir, kadang juga disebut produksi tersier. Fase produksi minyak pertama atau primer dimulai dengan penemuan lapangan minyak, kemudian dengan menggunakan energi alami yang tersimpan untuk menggerakkan minyak menuju sumur produksi dengan ekspansi dari komponen pompa dari sumur individu untuk membantu pergerakan alami. Ketika energi ini mulai menipis, produksi menurun dan fase sekunder dari produksi minyak dimulai, dimana energi tambahan diberikan ke dalam formasi batuan dengan menginjeksikan air. Ketika air terhadap rasio produksi minyak dari lapangan produksi mendekati batas ekonomi dari operasi, dan keuntungan bersih berkurang karena perbedaan antara jumlah dari minyak yang diproduksi dengan harga dari perawatan penginjeksian air juga menjadi terlalu sempit, periode tersier dari produksi minyak dimulai. Sejak periode terakhir dalam sejarah lapangan produksi minyak dimulai dengan pengenalan energi kimia dan panas untuk meningkatkan produksi minyak, hal itu telah berlabel sebagai *Enhanced Oil Recovery (EOR)*. Sesungguhnya, EOR dapat diinisiasi pada saat kapanpun selama sejarah dari formasi batuan minyak sudah jelas dapat digunakan untuk tipe energi kimia atau panas dan harus digunakan untuk merangsang produksi [13]. Metode ini secara umum dibagi menjadi tiga kategori utama, yaitu sebagai berikut:

- *Chemical Flooding*: Injeksi air bercampur bahan kimia yang ditambahkan ke dalam formasi batuan minyak bumi. Proses kimia meliputi: *surfactant flooding*, *polymer flooding* (seperti pada Gambar 2.1), dan *alkaline flooding*.



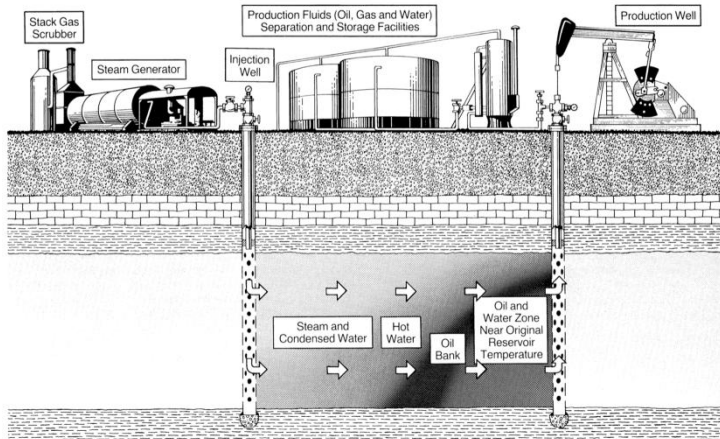
Gambar 2.1 Proses injeksi polimer (kimia) pada formasi batuan[9]

- *Miscible Flooding*: Injeksi ke formasi batuan dari bahan yang terlarut. Bahan tersebut adalah karbon dioksida (seperti pada Gambar 2.2), hidrokarbon, dan nitrogen.



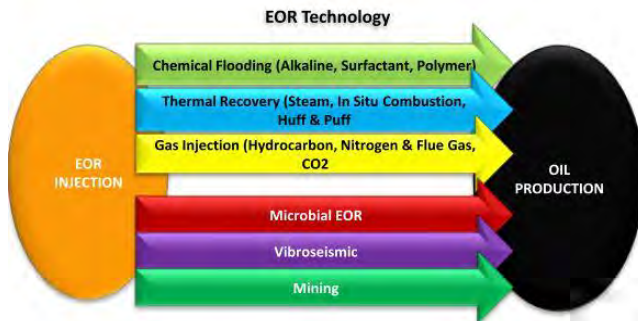
Gambar 2.2 Proses injeksi karbon dioksida (gas) pada formasi batuan[9]

- *Thermal Recovery*: Injeksi uap ke dalam formasi batuan minyak bumi, atau penyebaran zona panas melalui formasi batuan melalui udara atau oksigen. Proses termal meliputi: *steamflooding* (seperti pada Gambar 2.3), injeksi uap siklik, dan *in situ combustion*.



Gambar 2.3 Proses injeksi *steam* (panas) pada formasi batuan [9]

Metode EOR memiliki teknologi terbaru yang sedang dikembangkan hingga saat ini, selain dari tiga metode yang sudah digunakan seperti yang dijelaskan sebelumnya. Pada Gambar 2.4 dapat dilihat tiga teknologi terbaru yang sedang dikembangkan.



Gambar 2.4 Jenis-jenis teknologi EOR [12]

2.2 Injeksi Gas CO₂– *Enhanced Oil Recovery*

Proses CO₂EOR (seperti pada Gambar 2.2) adalah bagaimana CO₂ berinteraksi dengan minyak, dimana ditentukan oleh properti dari pencampuran, ketika beberapa cairan bisa bercampur bersama secara sempurna menjadi satu cairan homogen. Sebagai contoh, air dan cuka secara sempurna bercampur. Sebaliknya, air dan minyak tidak dapat bercampur, mereka tidak dapat dipadukan dalam proporsi berapapun. CO₂ pada tekanan dan temperatur yang super kritis akan bercampur sempurna dengan minyak. Contoh analogi dari bagaimana proses ini bekerja pada produksi minyak adalah panci penggorengan dibalut dengan minyak, ketika panci dibilas dengan air, beberapa dari minyak masih tersisa karena minyak dan air tidak dapat bercampur. Jika pelarut seperti sabun cuci digunakan kepada panci, pelarut akan bercampur dengan minyak dan minyak akan lebih sempurna menghilang dari panci. Dalam CO₂EOR, CO₂ bercampur dengan minyak dan membantu memindahkan minyak melalui ruang pori-pori formasi batuan, membuat perolehan minyak lebih besar[5].

Prinsip mekanisme dari mobilisasi pencampuran gas dengan minyak adalah:

1. Reduksi dari viskositi minyak dengan cara larutan dari gas larut ke dalam minyak
2. Meningkatkan volume dari fase *oleic*, fase dimana larutan CO₂ tersebut sangat mudah larut pada minyak mentah dalam kondisi tekanan tinggi, menyebabkan peningkatan volume minyak yang cukup besar[13].

2.3 Minyak Bumi

Minyak bumi berasal dari tumbuhan-tumbuhan dan hewan laut (*marine algae*) dan bakteri yang telah mengalami perubahan kimia. Pembentukannya terjadiratusan juta tahun lalu. Perubahan bahan-bahan organik tersebut menjadi hidrokarbon terjadi oleh pengaruh temperatur dan tekanan di dalam endapan yang mengarah terbentuknya batuan sedimen (*sedimentary rock*). Hidrokarbon yang terbentuk dalam fase cair merupakan minyak

bumi dan dalam fase gas disebut gas bumi. Minyak bumi telah ditemukan dalam mutu komersial pada semua benua di dunia. Terdapat sekitar 1500 jenis yang telah ditemukan. Perbedaan utama antarmasing-masing minyak bumi terletak antara lain pada komposisi hidrokarbon, proporsi hidrokarbon rendah dan berat serta keberadaan senyawa lain selain hidrokarbon yang terkandung dalam minyak bumi itu [14].

Minyak bumi mengandung sekitar 85% berat atom karbon (C) dan 12% berat atom hidrogen (H) dan sisanya atom sulfur (S), nitrogen (N), oksigen (O) dan logam (Ni, V, Fe). Berdasarkan jumlah kedua atom karbon dan hidrogen tersebut maka minyak bumi mengandung sebagian besar senyawa hidrokarbon. Sisanya adalah senyawa yang mengandung atom S, N, O dan logam di samping atom karbon dan hidrogen; senyawa demikian yang disebut senyawa non-hidrokarbon (Tabel 2.1) [15], [16].

Tabel 2.1 Analisis elementer minyak bumi [17]

Jenis Atom	Kadar Atom % berat
Karbon	84,9 – 87,8
Hidrogen	11,0 – 14,0
Sulfur	0,06 – 8,00
Nitrogen	0 – 2,0
Oksigen	0 – 0,5
Logam (Fe, V, Ni)	0 – 0,03

2.4 Klasifikasi Minyak Bumi

Minyak bumi mengandung molekul hidrokarbon dan non-hidrokarbon yang kadarnya sangat bervariasi antara minyak yang satu dan yang lain. Dalam rangka pengolahan minyak bumi diperlukan berbagai informasi tentang sifat-sifat minyak bumi tersebut. Untuk mengetahui perbedaan sifat-sifat minyak bumi ini dibuat berbagai macam pengklasifikasian minyak bumi antara lain: massa jenis, klasifikasi *Bureau of Mines*, karakteristik Kuop, dan kadar sulfur.

Pengolahan minyak bumi berkadar non-hidrokarbon tinggi memerlukan suatu proses konversi yang lebih sulit dan mahal dibandingkan dengan pengolahan minyak bumi berkadar non-hidrokarbon rendah, sehingga nilai suatu minyak bumi tersebut dapat pula ditentukan dari kadar senyawa non-hidrokarbonnya. Komposisi elementer beberapa minyak bumi disajikan pada Tabel 2.2[18].

Tabel 2.2 Komposisi elementer dari beberapa jenis minyak bumi[17]

Jenis minyak	Analisa Elementer % berat				
	C	H	O	S	N
Sahalin (Rusia)	87,15	11,85	0,27	0,30	0,43
Serawak (Malaysia)	86,50	12,44	0,68	0,35	0,13
Siberia (Rusia)	85,9	13,00	0,80	0,13	0,07
Pensilvania (Amerika Serikat)	85,80	14,00	-	0,10	1,10

2.4.1 Massa Jenis

Massa jenis minyak bumi biasa dinyatakan dalam gravitas spesifik (*specific gravity* atau *SG 60/60°F*) dan dalam $^{\circ}\text{API}$ gravity yang dikembangkan oleh *American Petroleum Institute*). Hubungan antara *SG 60/60* dan $^{\circ}\text{API}$ gravity adalah sebagai berikut:

$$^{\circ}\text{API Gravity} = \frac{141,5}{\text{SG } 60/60} - 131,5 \quad (2.1)$$

Berdasarkan massa jenis (*specific gravity* 60/60°F dan $^{\circ}\text{API}$) dari minyak bumi dapat diprediksi jumlah fraksi ringan dan fraksi berat yang dapat diperoleh dari hasil distilasi minyak bumi tersebut. Minyak bumi bermassa jenis rendah mengandung banyak fraksi ringan, dan sebaliknya minyak bumi dengan massa jenis yang tinggi mengandung banyak fraksi berat (residu). Berdasarkan massa jenisnya, minyak bumi diklasifikasikan sebagai: minyak bumi ringan, minyak bumi medium ringan,

minyak bumi medium berat, minyak bumi berat dan minyak bumisangat berat (Tabel 2.3)[19].

Dari penjelasan diatas dapat disimpulkan bahwa *API Gravity* adalah properti yang paling sering digunakan untuk mengklasifikasikan minyak mentah dan produk olahan minyak sejak awal industri minyak muncul. Properti ini juga digunakan untuk memprediksikan berbagai karakteristik dari minyak mentah[20].

Tabel 2.3 Klasifikasi beberapa jenis minyak bumi berdasarkan massa jenis[17]

Minyak Bumi	SG 60 / 60 °F	°API
Ringan	<0,830	>39,0
Medium Ringan	0,830 – 0,850	39,0 - 35,0
Medium Berat	0,850 – 0,865	35,0 – 32,1
Berat	0,865 – 0,905	32,1 – 24,0
Sangat Berat	>0,905	<24,8

Minyak bumi ringan adalah yang terbaik karena dapat menghasilkan fraksiringan yang banyak yang dapat digunakan sebagai komponen bahan bakar ringandan menengah (bensin, kerosin dan solar). Minyak bumi dengan berbagai jenis *°API* disajikan pada Tabel 2.4[19].

Separasi minyak bumi dengan proses distilasi (atmosfer dan vakum) akanmenghasilkan fraksi-fraksi minyak bumi berupa nafta, kerosin, solar, distilat vakumdan residu. Fraksi-fraksi minyak bumi tersebut dapat diolah menjadi berbagai jenisproduk antara lain bahan bakar minyak, bahan dasar pelumas, pelarut dan bahanbaku industri petrokimia.

Hubungan antara komposisi molekul hidrokarbon dan total atom karbon sertakadar molekul non-hidrokarbon, dengan trayek titik didih fraksi minyak bumidisajikan pada Gambar 2.1[21].

2.4.2 Klasifikasi Minyak Bumi Berdasarkan US *Bureau of Mine*

Lane dan Garton dari Biro Pertambangan Amerika Serikat (US *Bureau of Mines*, USBM) membuat pengklasifikasian minyak bumi berdasarkan atas gravitas $^{\circ}\text{API}$ dari dua fraksi kunci minyak bumi, yaitu Fraksi 250–275°C pada tekanan 1 atmosfer dan Fraksi 275–300°C pada tekanan 40 mm Hg. Masing masing dianggap mewakili fraksi ringan dan fraksi berat dari minyak bumi tersebut. Kombinasi nilai gravitas $^{\circ}\text{API}$ kedua jenis fraksi kunci tersebut menghasilkan sembilan golongan minyak bumi[19],[22].

Tabel 2.4 Beberapa minyak bumi dan $^{\circ}\text{API}$ [17]

Minyak Bumi	$^{\circ}\text{API}$
Ringan	
- Rantau (Indonesia)	47,8
- Santa Rosa (Venezuela)	44,3
- Dahra (Afrika)	41,1
Medium Ringan	
- Arjuna (Indonesia)	37,7
- Kirkuk (Timur Tengah)	36,2
- Serir (Afrika)	36,1
Medium Berat	
- Cinta (Indonesia)	33,9
- Arabian Light (Timur Tengah)	33,4
- Bomu (Afrika)	33,0
Berat	
- Mandji (Afrika)	30,0
- Mara (Venezuela)	29,7
- Cendrawasih (Indonesia)	28,4
Sangat Berat	
- Cabimas (Venezuela)	21,1
- Cyrus (Timur Tengah)	19,0
- Klamono (Indonesia)	18,6

2.5 Jenis-jenis Batuan Penyimpanan Minyak

Jenis batuan sedimen di Indonesia pada umumnya yang menjadi waduk penyimpanan minyak dan gas adalah *limestone* (batu kapur) dan *sandstone* (batu pasir). *Limestone* adalah batuan sedimen yang sebagian besar tersusun atas kalsium karbonat (CaCO_3). Ciri utama dari *limestone* adalah berwarna putih keabu-abuan, agak lunak, dan jika ditetesi asam akan membentuk gas karbon dioksida.



Gambar 2.5 Batuan *limestone*[23]

Limestone biasanya terbentuk di perairan dangkal, tenang, dan hangat. Lingkungan tersebut mampu membuat cangkang dan rangka dari organisme yang sudah mati akan menumpuk sebagai sedimen dan membentuk kalsium karbonat. Pembentukan *limestone* tersebut merupakan pembentukan organik (biologis). Beberapa *limestone* dapat juga terbentuk langsung dari pengendapan kalsium karbonat dari air laut. Proses ini berlangsung secara kimia. Dalam kaitannya dengan dunia migas, batuan *limestone* sangat disukai karena mempunyai sifat yang sangat *porous* dan *permeable*[23].

Sedangkan *sandstone* adalah batuan sedimen yang terbuat dari mineral pasir atau batuankecil. Batu pasir kebanyakan terdiri

dari kuarsa (SiO_2) dan feldspar, karena kedua mineral ini adalah yang paling banyak ada di kerak bumi. Formasi batuan yang terdiri dari *sandstone* biasanya memungkinkan menjadi penyaring air karena strukturnya cukup berpori dan mampu menyimpan cairan dalam jumlah yang besar[23].



Gambar 2.6Batuan *sandstone*[23]

2.6 Permeabiliti

Permeabiliti didefinisikan sebagai kemampuan dari poros medium (batuan yang mengandung pori-pori) untuk mengalirkan fluida. Unit pengukuran yang biasa digunakan adalah milidarcy, dimana satu perseribu darcy. Darcy telah distandarisasi oleh American Petroleum Institute sebagai berikut: “Sebuah poros medium memiliki permeabiliti 1 darcy ketika fluida satu fasa dengan viskositi 1 centipoise yang secara utuh memenuhi rongga dari medium akan mengalir melalui itu, dibawah kondisi aliran kental pada angka $1 \text{ cm}^3/\text{det}/\text{cm}^2$ dari luas penampang dibawah tekanan atau setara dengan gradien atau kemiringan hidrolik dengan satu atmosfer (76.0 cm air raksa)/cm”. Permeabiliti berhubungan dengan porositi efektif, dan sebagai tambahan, berhubungan dengan ukuran dan bentuk dari pori-pori dan dengan derajat kelengkungan (*degree of crookedness*) atau pola pori-pori

yang tidak benar. Ketika lebih dari satu fluida berada pada pori-pori batuan, seperti biasa pada kasus di tempat penyimpanan minyak, kemampuan dari batuan untuk mengkonduksikan fluida tertentu dengan adanya fluida lain diistilahkan sebagai permeabiliti efektif (*effective permeability*) untuk fluida tersebut. Rasio dari permeabiliti efektif kepada fluida yang telah disebutkan pada kejenuhan sebagian, dengan permeabiliti pada kejenuhan 100% disebut sebagai permeabiliti relatif (*relative permeability*). Contoh nilai-nilai porositi dan permeabiliti di batuan karbonat telah diberikan oleh McComas pada tahun 1963 dan kurva umum yang menunjukkan permeabiliti relatif dengan air dan dengan minyak pada batuan karbonat ditunjukkan pada Gambar 2.6[24].

Dalam pekerjaan teoritis dan eksperimental pada aliran fluida dalam media berpori, upaya yang biasanya dilakukan untuk menemukan korelasi praktis antara permeabiliti dan beberapa sifat makroskopik lain dari media berpori. Pernyataan yang paling sering digunakan adalah hukum Kozeny dan hukum Kozeny-Carman yang menghubungkan permeabiliti dengan karakteristik struktural dari media dan telah diturunkan secara analitis untuk model tabung kapiler, dimana persamaan permeabiliti pada media adalah sebagai berikut[25]:

$$K = \frac{\varepsilon^3}{c\tau^2 S^2} \quad (2.2)$$

Dimana:

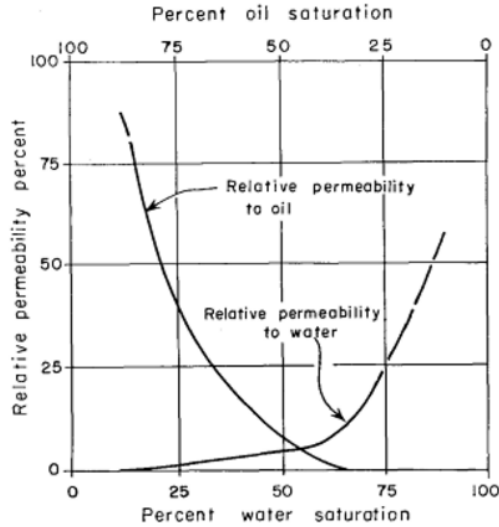
K adalah simbol hukum Kozeny

ε adalah porositi

c adalah konstanta Kozeny yang tergantung kepada geometri dari media berpori

τ adalah turtuositi

S adalah luas permukaan pori per satuan volume



Gambar 2.7 Kurva umum permeabiliti relatif dengan air dan minyak[24]

Untuk tabung kapiler $c = 2$. Terkadang turtuositir termasuk kedalam konstanta Kozeny, dan hukum Kozeny menjadi[25]:

$$K = \frac{\varepsilon^3}{cS^2} \quad (2.3)$$

Dengan menggunakan luas permukaan spesifik $S_0 = \frac{S}{(1-\varepsilon)}$, persamaan (2.2) dapat ditulis sebagai hukum Kozeny-Carman sebagai berikut[25]:

$$K = \frac{\varepsilon^3}{cS_0^2} \frac{\varepsilon^3}{(1-\varepsilon)^3} \quad (2.4)$$

Persamaan (2.2) atau (2.3) merupakan persamaan yang paling dipakai untuk permeabiliti pada media berporos. Dengan mempertimbangkan aliran melalui media berporos, hanya pori-pori yang berhubungan menjadi perhatian. Jika pori-pori tidak berhubungan kepada ruang kosong utama, mereka tidak akan berkontribusi terhadap aliran. Istilah „porositi“ digunakan hanya

untuk mendeskripsikan ruang pori yang berhubungan. Pori-pori „jalan buntu“ merupakan tipe lain dari pori yang berkontribusi sangat kecil terhadap aliran fluida[25].



Gambar 2.8 Pori-pori berhubungan yang memberikan permeabiliti[25]

2.7 Turtuositi

Karakteristik lain yang sangat berguna pada media berporos adalah turtuositi τ , dimana turtuositi adalah ukuran dari kompleksitas jalur aliran. Perilaku dari fluida yang mengalir di media berporos dapat sangat kompleks secara mikroskopik. Turtuositi didefinisikan dalam banyak cara, salah satunya adalah untuk kasus model kapiler, dalam persamaan (2.2), turtuositi diperkenalkan sebagai hubungan $\tau = 1/\cos\theta$, dimana θ adalah sudut yang dibentuk oleh kapiler dengan normal dari permukaan material. Bear pada tahun 1972 dan Dullien pada tahun 1979 mencatat bahwa cara lain adalah dalam panjang tabung L_e dan ketebalan dari media L , turtuositi adalah $\tau = L_e/L$ atau penulis yang sama lebih memilih menggunakan $\tau = (L_e/L)^2$, atau sebagai *inverse* dari dua definisi tersebut[25].

Pada tahun 1996 Koponen menyimpulkan bahwa pada prinsipnya tortuositas dapat didefinisikan sebagai rasio dari (pembobotan dengan benar) panjang rata-rata jalur aliran mikroskopis dengan panjang dari sistem ke arah fluks makroskopik. Perkiraan numerik dari turtuositi dapat dengan mudah ditentukan dari[25]:

$$\tau = \frac{\langle |v| \rangle}{\langle v_x \rangle} \quad (2.5)$$

Dimana:

$|v|$ adalah nilai absolut dari aliran kecepatan lokal

v_x adalah komponen X dari kecepatan pada arah rata-rata aliran

$\langle \rangle$ adalah rata-rata spasial diatas ruang berpori

Tortuositi untuk media berporos acak sangat susah untuk mengukur secara eksperimental. Untuk menentukan tortuositi aliran gagasan tortuositas difusi berdasarkan simulasi acak-jalan di ruang pori telah diperkenalkan. Tortuositas juga dapat didefinisikan hanya mempertimbangkan jalur terpendek terus menerus antara dua titik dalam ruang pori. Untuk fenomena transportasi itu baik untuk menggunakan definisi seperti itu dari persamaan (2.4)[25].

2.8 Hukum Darcy

Hukum Darcy awalnya diperkenalkan sebagai hubungan empiris berdasarkan percobaan pada aliran dalam saringan vertikal pasir homogen, dan Persamaan. (2.7) telah ditemukan dan bekerja dengan baik dengan berbagai media berpori alami dari pasir hingga batu granit. Di antara yang paling penting sifat materi tersebut adalah porositi dan luas permukaan spesifik S_o (yaitu luas permukaan pori dalam satuan volume pada material padat) yang sangat mempengaruhi permeabiliti.

Pada tahun 1997 Koponen menyimpulkan bahwa volume pori material dapat mencakup pori-pori yang tidak meresap dan juga beberapa bagian yang tidak mengkonduksikan yang lain, yang harus mengurangi porositi geometris untuk porositi efektif. Biasanya, perbedaan antara dua porositi ini menjadi lebih jelas dekat ambang perkolasi, di mana media menjadi benar-benar diblokir[25].

Angka Darcy adalah angka berdimensi (*dimensionless number*) yang digunakan dalam dinamika aliran melalui media

berpori dan ditemukan dari bentuk diferensial dari Hukum Darcy:[25].

$$D_a = \frac{K}{L^2} \quad (2.6)$$

Dimana :

K adalah permeabiliti dari media (m^2)

L adalah panjang media (m)

Pada perangkat lunak COMSOL hukum Darcy menyatakan bahwa medan kecepatan (*velocity field*) ditentukan oleh gradien tekanan, viskositi fluida, dan struktur dari media berpori, persamaannya adalah sebagai berikut:

$$\mathbf{u} = -\frac{K}{\mu} \nabla p \quad (2.7)$$

Dimana:

\mathbf{u} = kecepatan Darcy (m/s)

K = permeabiliti formasi batuan (m^2)

μ = viskositi dinamik fluida (kg/m.s)

p = tekanan (Pa)

Sedangkan kombinasi antara hukum Darcy dan persamaan kontinuitas adalah sebagai berikut:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\epsilon_p \rho) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = Q_m \quad (2.8)$$

Dimana:

ρ = densiti fluida (kg/m^3)

ϵ_p = porositi (*dimensionless*)

Q_m = sumber massa ($kg/m^3.s$)

Jika hukum Darcy dipasangkan dengan kesetimbangan energi, maka densiti fluida dapat dijadikan fungsi suhu, tekanan, dan komposisi (untuk fluida campuran). Untuk aliran gas pada media berpori, hubungannya diberikan oleh hukum gas ideal:

$$\rho = \frac{pM}{RT} \quad (2.9)$$

Dimana :

$R = 8,314 \text{ J}/(\text{mol.K})$ adalah konstanta gas umum

M = berat molekul dari gas (kg/mol)

T = suhu (K)

2.9 Porositi

Karakteristik penting dari tempat penyimpanan minyak mentah pada formasi batuan adalah porositi. Untuk mengandung minyak dan gas formasi batuan tidak hanya harus memiliki pori, tapi pori-pori harus juga cukup besar dan berhubungan agar minyak dan gas dapat bergerak melalui formasi batuan. Dengan kata lain, formasi batuan harus cukup berpori berkenaan dengan minyak bumi jika berfungsi sebagai waduk penyimpanan batuan. Porositi didefinisikan sebagai rasio dari ruang pori untuk keseluruhan volume, dan pada umumnya dinyatakan dengan persen. Rumus dari persentase porositi adalah sebagai berikut:[24].

$$\text{percent porosity} = \frac{\text{pore volume}}{\text{bulk volume}} \times 100 \quad (2.10)$$

Rasio volume keseluruhan dari pori-pori dengan volume keseluruhan pada formasi batuan disebut sebagai porositi mutlak (*absolute porosity*), sedangkan porositi yang biasa digunakan pada formasi batuan untuk dipelajari adalah rasio dari ruang pori yang saling berhubungan dengan volume keseluruhan, dan istilah ini dinamakan dengan porositi efektif (*effective porosity*). Porositi efektif dapat dihitung dengan mengukur proporsi atau perbandingan dari air raksa (*mercury*) atau gas yang memasuki formasi batuan pada tekanan spesifik, sebagai contoh pada 1000 lb/square inch. Porositi efektif tergantung kepada bagian dan kondisi dimana itu ditentukan[24].

2.8.1 Pengukuran Porositi Pada Batuan Penyimpan Minyak

Porositi pada batuan penyimpan minyak sangat penting untuk menghitung kejenuhan minyak dan mengkarakterisasi

penyimpanan minyak (*reservoir*). Berikut ini merupakan rumus untuk menghitung porositi[26].

$$\phi = \left(1 - \frac{\rho_r}{\rho_m} \times \frac{W_m}{W_r}\right) \times 100\% \quad (2.11)$$

ϕ = porositi dari batuan penyimpan minyak (100%)

ρ_r = densiti batuan (g/cm^3)

ρ_m = densiti dari matriks mineral (g/cm^3)

W_m = massa dari matriks mineral (g)

W_r = massa dari batuan (g)

2.8.2 Pengukuran Kejenuhan Minyak Pada Batuan Penyimpan Minyak

Parameter dari kejenuhan minyak pada tempat penyimpanan batuan adalah penting untuk karakterisasi tempat penyimpanan minyak. Rumus untuk menghitung kejenuhan minyak pada formasi batuan adalah sebagai berikut[26].

$$S_o = \frac{S_T \times \rho_r}{\rho_o \times \phi} \times 10 \quad (2.12)$$

S_o = kejenuhan Minyak (%)

S_T = total hidrokarbon yang dihasilkan di formasi batuan

ρ_o = densiti dari minyak (g/cm^3)

ρ_r = densiti dari formasi batuan (g/cm^3)

ϕ = porositi dari batuan penyimpanan minyak (%)

2.10 Viskositi Dinamik

Viskositi dinamik juga disebut sebagai viskositi absolut, koefisien dari viskositi, atau dengan sederhana disebut viskositi, adalah hambatan dari dalam atau gesekan (dalam kasus ini fluida) terhadap aliran dari fluida dan ini didefinisikan sebagai gaya, berlawanan dengan arah gaya yang melekat yang timbul karena viskositi dari fluida, yang dibutuhkan untuk menjaga satuan gradien kecepatan pada sudut yang tepat untuk arah dari aliran antara dua lapisan paralel dari fluida yang mengalir yang

melewati satu sama lain, memiliki satuan luas dari kontak dan satuan jarak. Hukum Newton untuk viskositas dipertimbangkan sebagai definisi dari viskositas dimana hal tersebut secara koefisien kesebandingan antara tegangan geser (*shear stress*) dan laju geser (*shear rate*). Konstanta viskositas sisa untuk fluida Newtonian ketika itu divariasikan dengan waktu atau laju pergeseran untuk fluida *non*-Newtonian. Definisi dari viskositas absolut adalah benar jika aliran laminar dan secara eksperimen hal itu telah dapat diukur hanya pada kawasan laminar seperti pada *capillary viscometer* (Viskometer Ostwald). Viskositas dari cairan akan turun dengan suhu, namun, tekanan memiliki efek yang dapat diabaikan terhadap viskositas dari cairan hingga berkali-kali tekanan atmosfer. Untuk gas pada tekanan rendah diketahui sebagai gas encer, viskositas meningkat dengan meningkatnya suhu ketika perilakunya menyerupai cairan untuk gas pada tekanan tinggi (gas padat). Meskipun viskositas dari gas meningkat dengan tekanan, namun, viskositas dari gas praktis diambil bebas dari tekanan dekat tekanan atmosfer dan untuk tekanan antara 5 sampai 10 bar, efek dari tekanan biasanya ditentukan dapat diabaikan. Viskositas dari gas secara khusus antara 5×10^{-6} dan 3×10^{-5} Pa.s. Viskositas dari air murni pada kondisi biasa dapat mencapai 1.0 cp (mPa.s). [27].

2.11 Kapasitas Panas

Kapasitas panas dari sebuah zat didefinisikan sebagai jumlah dari panas yang dibutuhkan untuk mencapai suhu dari satu gm zat melewati satu derajat centigrade. Terdapat dua kapasitas panas, yaitu kapasitas panas pada volume tetap (*heat capacity at constant volume*) (C_v) dan kapasitas panas pada tekanan tetap (*heat capacity at constant pressure*) (C_p). Jumlah dari panas yang dibutuhkan untuk mencapai suhu satu gm zat dengan satu derajat centigrade, ketika volume dijaga tetap dan tekanan diizinkan untuk meningkat, itu disebut kapasitas panas pada volume tetap. Demikian pula, kapasitas panas pada tekanan tetap adalah jumlah

panas yang dibutuhkan untuk mencapai suhu satu gm zat melewati satu derajat centigrade ketika tekanan dijaga tetap dan volume diizinkan untuk meningkat. Kedua kapasitas panas dinyatakan sebagai berikut[28]:

$$C_v = \left[\frac{\delta E}{\delta T} \right]_V \text{ and } C_p = \left[\frac{\delta H}{\delta T} \right]_P \quad (2.13)$$

Dengan demikian kapasitas panas pada volume konstan dari benda adalah koefisien suhu dari energi dalam pada volume tetap dan kapasitas panas pada tekanan tetap dari benda adalah koefisien suhu dari entalpi benda pada tekanan tetap. Untuk satu mole gas, kapasitas panas pada volume tetap dan tekanan tetap disebut masing-masing sebagai molar kapasitas panas pada volume dan tekanan tetap[28].

2.12 Rasio Panas Spesifik

Sifat panas bawaan dari aliran gas menjadi penting ketika energi dipertimbangkan. Panas spesifik adalah salah satu jumlah tersebut. Panas spesifik didefinisikan sebagai jumlah dari panas yang dibutuhkan untuk mencapai suhu dari satuan massa dari medium dalam satu derajat. Nilai dari spesifik panas tergantung pada tipe proses yang terlibat dalam peningkatan suhu dari satuan massa. Biasanya, proses volume tetap dan proses tekanan tetap keduanya digunakan untuk mengevaluasi panas spesifik. Proses-proses panas spesifik pada volume tetap dan tekanan tetap, masing-masing, ditunjukkan sebagai C_v dan C_p . [29].

Rasio dari panas spesifik adalah parameter penting dalam penelitian aliran kompresibel. Rasio dari panas spesifik diberikan sebagai berikut:

$$\gamma = \frac{C_p}{C_v} \quad (2.14)$$

Rasio dari panas spesifik adalah ukuran dari *relative internal complexity* dari molekul-molekul gas. Ini telah dijelaskan dari teori kinetik gas, bahwa rasio dari panas spesifik dapat

dihubungkan dengan angka dari sudut kebebasan n pada molekul-molekul gas dengan hubungan sebagai berikut:

$$\gamma = \frac{n+2}{n} \quad (2.15)$$

Pada suhu normal, terdapat enam derajat kebebasan, tiga translasi dan tiga rotasi, untuk molekul-molekul gas diatomik. Sebagai contoh, nitrogen adalah gas diatomik, $n = 5$ karena satu dari derajat kebebasan rotasi kecil jika dibandingkan dengan dua yang lain, oleh karena itu,

$$\gamma = \frac{7}{5} = 1.4 \quad (2.16)$$

gas monoatomik seperti helium hanya memiliki tiga derajat kebebasan translasi, dan oleh karena itu

$$\gamma = \frac{5}{3} = 1.67 \quad (2.17)$$

nilai ini 1.67 adalah batas tertinggi dari nilai γ yang bisa didapat. Secara umum γ divariasikan dari 1 sampai 1.67, dalam bentuk persamaan adalah sebagai berikut:

$$1 \leq \gamma \leq 1.67 \quad (2.18)$$

Panas spesifik dari gas kompresibel terhubung pada gas R tetap. Untuk gas ideal, hubungannya adalah sebagai berikut:

$$R = C_P - C_V \quad (2.19)$$

Entalpi $h = u + pv$. Untuk gas ideal, $pv = RT$. Oleh karena itu, $h = u + RT$. Membedakan berkenaan dengan T , didapatkan

$$\frac{\partial h}{\partial T} = \frac{\partial u}{\partial T} + R \quad (2.20)$$

Tapi dengan definisi sebagai berikut

$$C_P = \frac{\partial h}{\partial T}, \quad C_V = \frac{\partial u}{\partial T} \quad (2.21)$$

Oleh karena itu, dimiliki persamaan sebagai berikut:[29]

$$C_p = C_v + R \quad (2.22)$$

Atau

$$R = C_p - C_v \quad (2.23)$$

2.13 Persamaan Dasar Perpindahan Panas

Persamaan dasar dari perpindahan panas, yaitu kesetimbangan energi dan persamaan laju reaksi, yang dirangkum sebagai berikut.

2.13.1 Persamaan Kesetimbangan Energi

Pada analisis perpindahan panas disetiap sistem, persamaan kesetimbangan energi berikut sudah cukup karena konservasi energi:

$$\dot{E}_{in} + \dot{E}_g = \dot{E}_{out} + \dot{E}_{ie} \quad (2.24)$$

Dimana tanda titik diatas simbol menandakan laju reaksi berdasarkan waktu, \dot{E}_{in} adalah aliran energi masuk kedalam sistem, \dot{E}_g adalah energi yang dihasilkan didalam sistem, \dot{E}_{out} adalah aliran energi keluaran dari sistem, dan \dot{E}_{ie} adalah perubahan energi dalam sistem[30].

2.13.2 Persamaan Laju Reaksi

Persamaan laju reaksi, yang mendeskripsikan laju aliran energi, diberikan pada beberapa persamaan sebagai berikut:[30].

- **Konduksi**

Definisi dari konduksi adalah perpindahan panas yang melewati suatu material tanpa adanya gerak bersih dari massa material. Laju dari aliran panas pada sumbu x dengan konduksi (q) adalah sebagai berikut:

$$q = kA \frac{\partial T}{\partial x} \quad (2.25)$$

Dimana k adalah konduktivitas panas dari material, A adalah daerah normal untuk sumbu x dimana panas mengalir, T adalah suhu, dan x adalah parameter panjang.

- **Konveksi**

Definisi dari konveksi adalah proses dimana energi panas ditransferkan antara benda padat dan fluida disekitarnya. Laju dari aliran panas dengan konveksi (q) dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$q = hA(T - T_{\infty}) \quad (2.26)$$

Dimana h adalah koefisien perpindahan panas, A adalah luas penampang dari benda yang dilewati dimana panas mengalir, T adalah suhu dari bagian penampang, T_{∞} adalah suhu dari sekitar medium.

- **Radiasi**

Definisi perpindahan panas radiasi adalah proses dimana energi panas ditukar antara dua permukaan mengikuti hukum elektromagnetik. Laju dari aliran panas dengan radiasi (q) adalah diatur dalam persamaan berikut:

$$q = \sigma \varepsilon A(T^4 - T_{\infty}^4) \quad (2.27)$$

Dimana σ adalah konstanta Stefan-Boltzmann, ε adalah emissivity dari permukaan, A adalah luas permukaan dari benda yang dilalui aliran panas, T adalah suhu permukaan absolut pada benda yang dialiri panas, dan T_{∞} adalah suhu lingkungan absolut.

- **Energi yang Dihasilkan pada Benda Padat**

Energi akan dihasilkan pada benda padat ataupun dapat dirubah dalam bentuk energi lain, seperti kimia, nuklir, atau energi listrik, semuanya dikonversikan kedalam energi panas.

Laju dari panas yang dihasilkan (E_g) diatur oleh persamaan sebagai berikut:

$$\dot{E}_g = \dot{q}V \quad (2.28)$$

Dimana \dot{q} adalah kekuatan dari sumber panas (laju dari panas yang dihasilkan per unit volume per unit waktu), dan V adalah volume dari benda.

- **Energi yang Disimpan Pada Benda Padat**

Kapanpun suhu pada benda padat meningkat, energi panas akan tersimpan didalamnya. Persamaan yang menjelaskan fenomena ini diberikan sebagai berikut:

$$\dot{E}_S = \rho cV \frac{\partial T}{\partial t} \quad (2.29)$$

Dimana \dot{E}_S adalah laju energi yang tersimpan di dalam benda, ρ adalah densiti material, c adalah panas spesifik material, V adalah volume dari benda, T adalah suhu dari benda, dan t adalah parameter waktu[30].

2.14 Perpindahan Panas pada Formasi Batuan

CO₂ yang diinjeksikan ke dalam formasi batuan dimodelkan dengan memodelkan nilai dari PVT CO₂. Pemodelan nilai temperatur dari CO₂ menggunakan persamaan kesetimbangan energi yang dapat dirumuskan sebagai berikut[31].

$$Q_{in} = Q_{out} + Q_{loss} \quad (2.30)$$

Variabel Q adalah energi panas. Indeks *in* menunjukkan keadaan awal dari CO₂ dan indeks *out* menunjukkan keadaan CO₂ setelah melalui formasi batuan. Nilai energi pada keadaan *in* dan *out* didapatkan dari persamaan berikut.

$$Q_{in} = m_{CO_2} \cdot C_{p_{in}} \cdot T_{in} \quad (2.31)$$

Dimana m adalah massa, C_p adalah panas spesifik, dan T adalah temperatur. Terdapat energi yang hilang selama CO₂ melalui formasi batuan, dimana energi panas berpindah dari CO₂ menuju formasi batuan yang dilaluinya baik secara konduksi maupun secara konveksi. Energi yang hilang tersebut dapat dirumuskan melalui persamaan berikut.

$$Q \text{ losses} = \frac{T_{in} - T_{\infty}}{R_{konduksi} + R_{konveksi}} \quad (2.32)$$

Nilai $R_{konduksi}$ dan $R_{konveksi}$ yang merupakan hambatan panas konduksi dan hambatan panas konveksi dapat dihitung melalui persamaan berikut[31].

$$R_{konduksi} = \frac{L_p}{k A_p} \quad (2.33)$$

$$R_{konveksi} = \frac{1}{h A_p} \quad (2.34)$$

Nilai h merupakan *convective heat transfer coefficient* didapat dari persamaan *nusselt number*. *Nusselt number* yang dilambangkan dengan Nu merupakan fungsi dari bilangan *reynold* yang dilambangkan dengan Re dan bilangan *Prandalt* yang dilambangkan dengan Pr . *Nusselt number* pada batuan jenis *sand stone* ditunjukkan pada persamaan berikut[32].

$$Nu = \left(\frac{0.2551}{\phi} \right) Re^{1/3} Pr^{2/3} = \frac{h L_p}{k} \quad (2.35)$$

Pada perangkat lunak COMSOL penurunan rumus yang digunakan berdasarkan fenomena fisika perpindahan panas pada media berpori dan untuk mengeluarkan hasil suhu adalah sebagai berikut:

$$(\rho C_p)_{eff} \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p \mathbf{u} \cdot \nabla T = \nabla \cdot \mathbf{q} = Q \quad (2.36)$$

$$\mathbf{q} = -d_z k_{eff} \nabla T \quad (2.37)$$

Dimana :

- ρ = densiti fluida (kg/m^3)
 C_p = kapasitas panas fluida pada tekanan tetap (J/kg.K)
 $(\rho C_p)_{eff}$ = volumetrik kapasitas panasefektif pada tekanan tetap ($\text{J/m}^3.\text{K}$)
 u = kecepatan medan fluida / kecepatan darcy (m/s)
 q = konduksi fluks panas / *conductive heat flux* (Watt)
 Q = sumber panas (Joule)
 k_{eff} = konduktivitas panas efektif (W/m.K)
 ∇T = delta suhu (K)
 d_z = ketebalan (m)

Rata-rata kecepatan linear (kecepatan di dalam pori-pori) dapat dihitung menggunakan rumus sebagai berikut:

$$u_L = \frac{u}{\theta_L} \quad (2.38)$$

Dimana:

θ_L = fraksi volume dari fluida atau setara dengan porositi

Konduktivitas panas efektif pada sistem fluida-benda padat, k_{eff} berhubungan dengan konduktivitas dari benda padat k_p dan konduktivitas fluida k , dan tergantung kepada cara yang kompleks untuk geometri dari media:

$$k_{eff} = \theta_p k_p + \theta_L k \quad (2.39)$$

Volumetrik kapasitas panas efektif pada sistem fluida dan benda padat adalah sebagai berikut:

$$(\rho C_p)_{eff} = \theta_p \rho_p C_{p.p} + \theta_L \rho C_p \quad (2.40)$$

Berikut θ_p menunjukkan fraksi volume bahan padat, yang berkaitan dengan fraksi volume θ_L cair (atau porositas). Persamaannya adalah sebagai berikut:

$$\theta_L + \theta_p = 1 \quad (2.41)$$

2.15 Persamaan Kontinuitas

Prinsip dari konservasi materi sering digunakan untuk menyelesaikan masal yang berhubungan dengan aliran fluida. Untuk mengerti prinsip penting ini, perhatikan fluida mengalir di pipa, sebagai ditunjukkan di Gambar 2.7. Karena fluida berpindah, misalkan dalam waktu step δt , fluida menduduki ruang XX'' berpindah kepada ruang YY''. Jarak antara X dan Y adalah δx_1 dan antara X'' dan Y'' adalah δx_2 . Luas penampang pada X adalah dA_1 , dan pada X'' adalah dA_2 . Sengaja telah ditunjuk luas penampang berbeda pada dua ujung untuk menunjukkan penurunan akan berlaku dengan variasi seperti itu. Untuk material yang akan dikonversi, massa yang terkandung pada ruang XX'' harus sama dengan di ruang YY''. Telah dicatat bahwa fluida yang terkandung pada ruang YX'' adalah umum untuk keduanya, yaitu ruang awal dan akhir. Oleh karena itu, massa pada fluida di ruang XY harus sama dengan di ruang X''Y''. Oleh sebab itu,

$$\rho_1 A_1 \delta x_1 = \rho_2 A_2 \delta x_2 \quad (2.42)$$

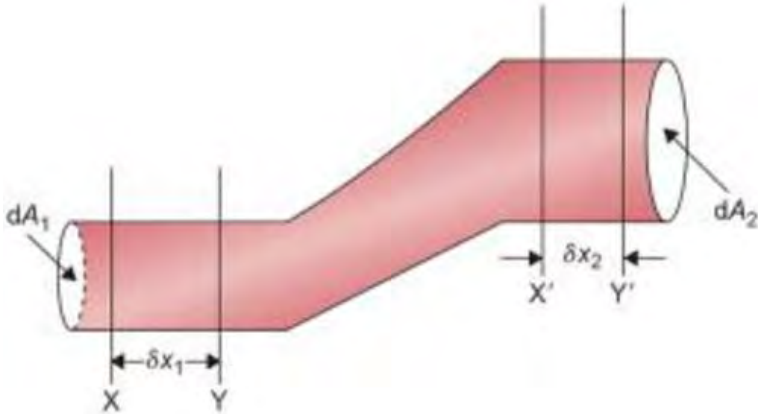
Dibagi dengan waktu setep, δt ,

$$\rho_1 A_1 \frac{\delta x_1}{\delta t} = \rho_2 A_2 \frac{\delta x_2}{\delta t} \quad (2.43)$$

Atau,

$$\rho_1 A_1 \bar{u}_1 = \rho_2 A_2 \bar{u}_2 \quad (2.44)$$

Dimana \bar{u} adalah kecepatan rata-rata



Gambar 2.9 Aliran fluida melalui pipa dengan variasi luas penampang[33]

Persamaan (2.36) adalah persamaan kontinuitas. Kita dapat menyatakan persamaan ini pada dasar aliran massa maupun debit (*volumetric flow rate*).

$$\rho_1 A_1 \bar{u} = \dot{m} \quad (2.45)$$

Dimana \dot{m} adalah laju aliran massa (*mass flow rate*) , kg/s. Laju aliran massa adalah fungsi dari densitas ρ , luas penampang A pipa atau tabung, dan kecepatan rata-rata \bar{u} dari fluida. Persamaan (2.37) menunjukkan bahwa laju aliran masa tetap konstan dalam kondisi *steady state*.

Untuk fluida inkompresibel, seperti cairan, densiti tetap konstan. Didapatkan dari Persamaan (2.36) adalah sebagai berikut:

$$A_1 \bar{u}_1 = A_2 \bar{u}_2 \quad (2.46)$$

Dimana,

$$A \bar{u} = \dot{V} \quad (2.47)$$

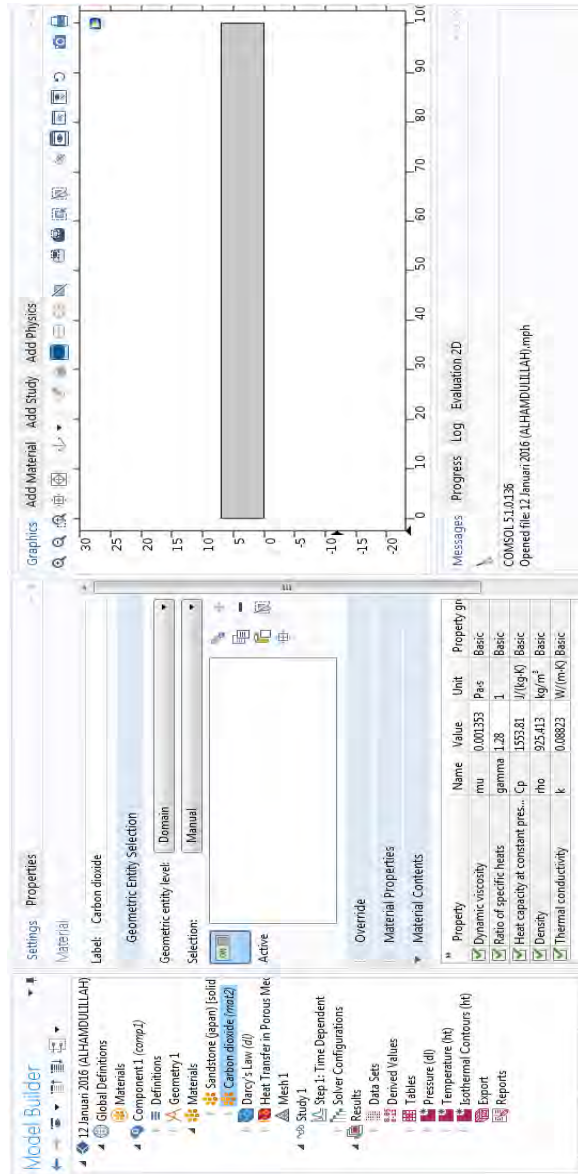
Debit (*volumetric flow rate*) \dot{V} adalah produk dari luas penampang A pipa dan rata-rata kecepatan fluida, \bar{u} . Berdasarkan Persamaan (2.39) , dibawah kondisi stabil (*steady state*), *volumetric flow rate* dalam tetap konstan.

Pengembangan matematik terdahulu akan sesuai jika menggunakan rata-rata kecepatan \bar{u} , untuk penampang yang telah diberikan. Penggunaan simbol garis pada \bar{u} mengindikasikan bahwa hal itu mewakili nilai rata-rata untuk kecepatan[33].

2.16 Perangkat Lunak COMSOL *Multiphysics*

COMSOL *multiphysics* merupakan salah satu perangkat lunak yang tergolong kedalam perangkat lunak *Computational Fluid Dynamic* (CFD) atau dengan kata lain perangkat lunak ini digunakan untuk memodelkan dan menghitung parameter-parameter yang terdapat pada aliran fluida yang dinamis,perangkat lunak COMSOL mempunyai perusahaan yang bernama sama dengan perangkat lunak itu sendiri, yaitu COMSOL. Perangkat lunak ini dapat memodelkan beberapa *space dimension*, yaitu 0D, 1D, 1D *axismmetric*, 2D, 2D*axismmetric*, dan 3D. Pada perangkat lunak ini juga dapat membuat beberapa fenomena fisika yang aplikasinya terdapat pada kehidupan manusia sehari-hari, seperti: fenomena fisika akustik, arus AC/DC, elektrokimia, aliran fluida, perpindahan panas, optik, plasma, frekuensi radio, semikonduktor, struktur mekanik, dan matematika.

Pada tugas akhir ini penulis menggunakan perangkat lunak COMSOL untuk melakukan pemodelan dengan 2D pada formasi batuan *sandstone* lalu diinjeksikan fluida CO₂ dan dianalisa *volumetric flowrate*, tekanan, dan tempereturnya. Dimana fenomena fisik yang diamati adalah menggunakan fenomena fisik aliran fluida pada media berpori dan perpindahan panas.

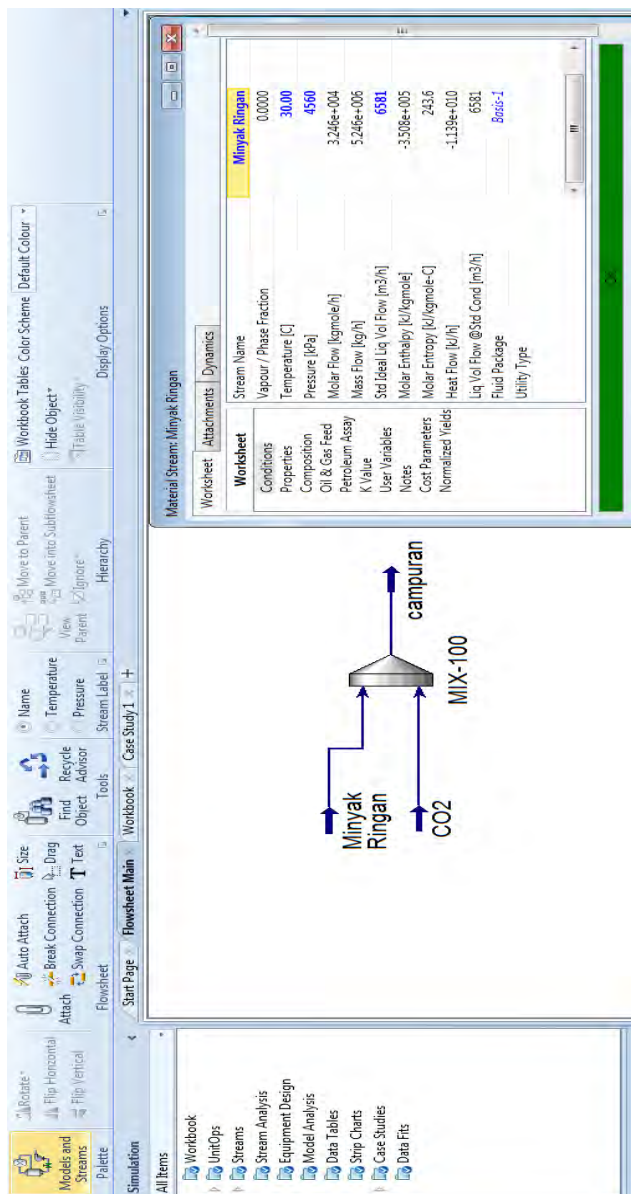


Gambar 2.10 Tampilan perangkat lunak COMSOL *multiphysics*

2.17 Perangkat Lunak HYSYS

HYSYS adalah program yang dirancang untuk mensimulasikan proses di dalam suatu pabrik. Dengan menggunakan program ini, perhitungan-perhitungan untuk mendesain suatu proses yang rumit (karena melibatkan banyak rumus) dan memerlukan waktu yang lama bila dikerjakan secara manual dapat dengan cepat dilakukan.

HYSYS sendiri adalah singkatan dari *Hyphothetical System* (sistem hipotesa). Simulasi proses artinya membuat suatu proses produksi suatu bahan ke dalam diagram alir proses (*Process Flow Diagram*) dan menghitung neraca massa dan neraca panas/energi pada masing-masing peralatan yang digunakan. HYSYS dapat digunakan untuk merancang beberapa peralatan pada pabrik yang baru atau akan didirikan (*sizing*) atau mengevaluasi kinerja suatu peralatan pada pabrik yang sudah ada (*rating*). HYSYS memiliki kelebihan daripada program-program simulasi proses lainnya. Program ini bersifat interaktif karena langsung memberitahukan input apa yang kurang pada saat penggunaanya mendesain suatu proses dan juga langsung memberitahukan apabila ada kesalahan yang terjadi. Dengan demikian program ini dapat dikatakan *user friendly* atau mudah digunakan.



Gambar 2.11 Tampilan perangkat lunak HYSYS

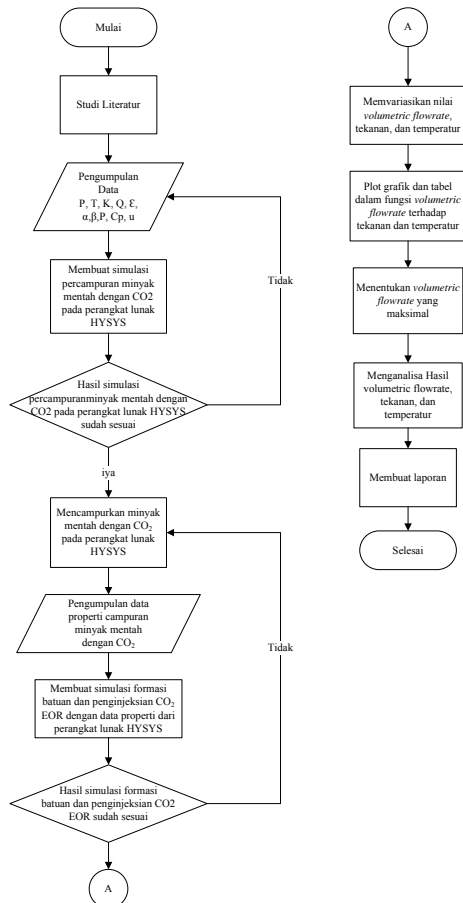
Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Penelitian

Berikut adalah diagram alir penelitian tugas akhir iniyang digambarkan padaGambar 3.1, penjelasan masing-masing langkah dijelaskan pada subbab ini.



Gambar 3.1 Diagram alir penelitian

3.2 Studi Literatur

Pada tahap studi literatur penulis mempelajari hal-hal yang berhubungan dengan bagaimana cara memproduksi minyak mentah dalam dunia minyak dan gas, kemudian mempelajari tentang produksi minyak tersier (*Enhanced Oil Recovery*), lalu mulai fokus mempelajari mengenai CO₂EOR, setelah itu banyak mempelajari tentang cara memodelkan CO₂ EOR, mempelajari perangkat lunak COMSOL, mempelajari tentang hukum Darcy, perpindahan panas, mempelajari karakteristik minyak, CO₂, dan formasi batuan, penulis juga mempelajari tentang cara penulisan laporan yang baik dan benar dengan bahasa yang sesuai dengan Ejaan Yang Disempurnakan (EYD).

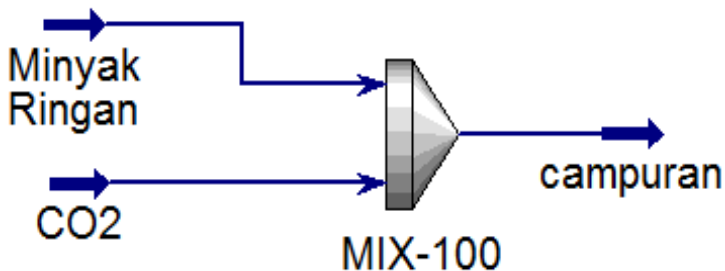
3.3 Pengumpulan Data-data Formasi Batuan dan Minyak Mentah

Laporan tugas akhir ini membutuhkan data-data untuk dapat membuat pemodelan dengan menggunakan perangkat lunak COMSOL. Data-data yang dibutuhkan adalah data properti dari formasi batuan, dimana data dari formasi batuan didapatkan dari penelitian sebelumnya berdasarkan skala laboratorium[34], kemudian penulis menyesuaikan untuk skala simulasi kondisi nyata sedangkan data dari minyak ringan didapatkan dari penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh Bapak Totok Ruki Biyanto, Ph.D. Berikut ini merupakan pengkondisian formasi batuan yang dipakai secara umum oleh penulis dalam tugas akhir ini.

- Panjang = 100 (m)
- Tinggi = 7 (m)
- Ketebalan = 2 (m)
- Konduktivitas panas = $2,57e^{-2}$ (W/m.K)
- Densiti = 2500 (kg/m³)
- Permeabiliti = $2,04e^{-11}$ (m²)
- Porositi = 0,22
- Kapasitas panas pada tekanan tetap = 920 (J/kg.K)

3.4 Pencampuran Minyak Mentah dengan CO₂ Menggunakan Perangkat Lunak HYSYS

Pada tahap ini penulis melakukan pencampuran minyak mentah dengan CO₂, dimana jenis minyak mentah yang digunakan adalah minyak mentah ringan. Tahap pencampuran minyak mentah dengan CO₂ dilakukan penulis dengan bantuan perangkat lunak HYSYS 8.0. hasil yang ingin didapatkan penulis dari pencampuran minyak mentah ringan dengan CO₂ adalah properti campuran dari kedua fluida tersebut. Pada perangkat lunak HYSYS 8.0 penulis menggunakan dua aliran masukkan dan satu aliran keluaran dimana pencampuran dilakukan dengan menggunakan *mixer*.



Gambar 3.2 Flowsheet perangkat lunak HYSYS 8.0

3.5 Pengumpulan Data Properti Campuran Minyak Mentah dengan CO₂

Pengumpulan data kali ini merupakan data-data yang didapatkan penulis dari hasil campuran antara minyak ringan dengan CO₂, data-data tersebut yang nantinya akan digunakan dalam pemodelan formasi batuan dan penginjeksian CO₂ dengan menggunakan perangkat lunak COMSOL.

Data yang didapatkan pada perangkat lunak HYSYS secara garis besar terbagi menjadi data kondisi awal dari minyak ringan dimana kondisi awal dari minyak ringan akan disamakan dengan kondisi awal dari formasi batuan, lalu terdapat kondisi CO₂ dimana kondisi tersebut nantinya akan digunakan untuk perubahan nilai penginjeksian CO₂ pada tahap berikutnya. Data-

data yang digunakan penulis dari perangkat lunak HYSYS adalah data yang dibutuhkan pada tahap berikutnya, dimana data-data tersebut terdapat pada lampiran.

Berikut ini merupakan properti campuran minyak mentah ringan dengan CO₂ yang digunakan oleh penulis secara umum pada tugas akhir ini, yang didapatkan dari perangkat lunak HYSYS 8.0, yang kemudian diolah dengan perangkat lunak COMSOL.

- Viskositi dinamik = 0,001353 (Pa.s)
- Rasio dari panas spesifik = 1,28
- Kapasitas panas pada tekanan tetap = 1553,81 (J/kg.K)
- Densiti = 925,413 (kg/m³)
- Konduktivitas panas = 0,08823 (W/m.K)

3.6 Pembuatan Simulasi Formasi Batuan dan Penginjeksian CO₂ EOR

Penulis membuat simulasi dengan memodelkan formasi batuan *sandstone* menggunakan metodologi dan data-data yang telah didapatkan dari penelitian sebelumnya dan telah dilakukan penyesuaian berdasarkan skala simulasi, dimana penelitian sebelumnya telah divalidasi berdasarkan skala laboratorium[34]. Data-data properti campuran didapatkan dari perangkat lunak HYSYS. Pembuatan simulasi penginjeksian CO₂ juga berada pada tahap ini.

3.7 Memvariasikan Variabel yang Mempengaruhi *Volumetric flowrate*, Tekanan, dan Suhu

Penulis akan memberikan variasi terhadap nilai-nilai yang mempengaruhi hasil keluaran debit (*volumetric flowrate*), tekanan, dan suhu yang diinjeksikan kedalam formasi batuan berdasarkan asumsi yang masih sesuai dengan kondisi nyata dari penginjeksian CO₂ EOR kedalam formasi batuan *sandstone* dan pencampuran yang terjadi antara CO₂ dengan minyak mentah ringan. Pada tugas akhir ini terdapat beberapa hal yang divariasikan nilainya dan dianalisis sensitivitasnya terhadap

keluaran tekanan, suhu, dan debit. Berikut ini merupakan tabel data yang digunakan dan divariasikan oleh penulis dalam tugas akhir ini.

Tabel 3.1 Data analisis sensitivitas

No	Variabel Dianalisis	Nilai Terendah	Nilai Tertinggi	Ukuran Peningkatan	Satuan	Jumlah Data
1	Panjang Formasi batuan	42	100	2	m	30
2	Permeabilitas Formasi Batuan	2,04E-12	1,095,E-03	50% setiap data	m2	30
3	Kecepatan Penginjeksian	1E-07	2,91,E-05	0,000001	m/s	30
4	Konduktivitas Panas Formasi Batuan	1,34E-08	7,2	50% setiap data	W/(m.K)	30
5	Porositas Formasi Batuan	0,98	0,11	0,03	1	30
6	Lama Penginjeksian	0,0167	69120	50% setiap data	jam	30
7	Densiti Formasi Batuan	2000	2580	20	kg/m3	30
8	Kapasitas Panas Formasi Batuan	800	945	5	J/kg.K	30
9	Kondisi Awal Tekanan Formasi Batuan	45	770	25	psi	30
10	Kondisi Awal Suhu Formasi Batuan	30	175	5	°C	30
11	Tekanan Masukkan Campuran Minyak dan CO2	200	490	10	psi	30
12	Suhu Masukkan Campuran Minyak dan CO2	30	88	2	°C	30

3.8 Membuat Plot Grafik dalam Fungsi Debit, Tekanan, dan Suhu

Pada tahap ini, untuk memudahkan dalam membaca laporan tugas akhir ini, penulis membuat grafik dan tabel analisis perubahan nilai-nilai yang mempengaruhi debit, keluaran tekanan, dan suhu, dimaksudkan untuk mempermudah penulis dalam menganalisis keluaran tekanan dan suhu dari hasil pencampuran minyak mentah ringan dengan CO₂ setelah melalui formasi batuan, juga mempermudah pembaca dalam memahami perubahan nilai pengkondisian formasi batuan maupun penginjeksian CO₂EOR.

3.9 Menentukan Debit (*volumetric flowrate*), Tekanan, dan Suhu Penginjeksian yang Maksimal

Setelah dilakukan tahap-tahap sebelumnya, pada tahap ini dilakukan penentuan debit, tekanan, dan suhu penginjeksian yang maksimal sesuai dengan kebutuhan penginjeksian CO₂ EOR dan kondisi formasi batuan, dimana ketika nilai dari ketiga variabel tersebut sudah maksimal dengan yang dibutuhkan, jika ditingkatkan lagi maka akan menyebabkan kerugian.

3.10 Menganalisa Hasil Debit (*volumetric flowrate*), Tekanan, dan Suhu

Pada tahap ini merupakan tahap analisa hasil yang didapatkan dari tahap-tahap sebelumnya, dimana pengaruh dari variabel-variabel yang divariasikan akan mempengaruhi nilai dari debit, tekanan, dan temperatur keluaran.

3.11 Membuat Laporan

Pembuatan laporan dimaksudkan untuk mempermudah pembaca dalam memahami penelitian yang dilakukan penulis dan dapat dijadikan referensi untuk penelitian-penelitian berikutnya.

BAB IV

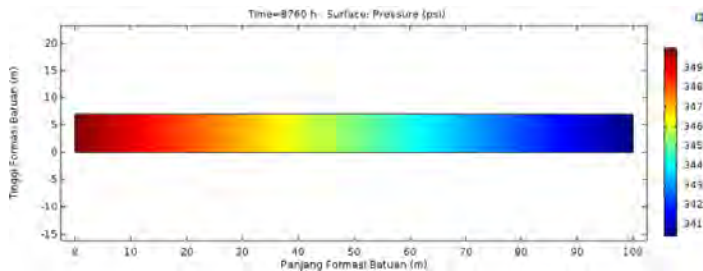
HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Simulasi Menggunakan COMSOL

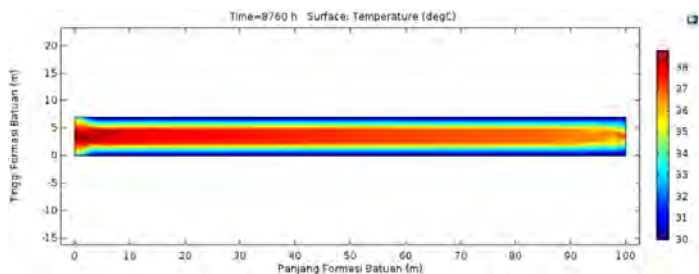
Berikut ini merupakan data-data hasil keluaran debit, tekanan, dan suhu keluaran dengan menggunakan perangkat lunak COMSOL. Data diambil di tengah formasi batuan, yaitu pada ketinggian 3,5 meter dan panjang 100 meter.

a. Hasil Perubahan Panjang Formasi Batuan

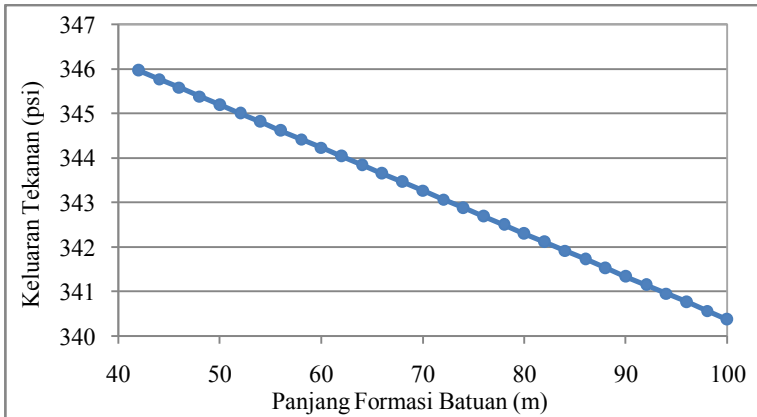
Berikut ini ditampilkan hasil simulasi perubahan panjang formasi batuan terhadap keluaran tekanan, dan suhu dari penginjeksian campuran CO₂ EOR dengan minyak ringan. Tabel data terdapat pada lampiran



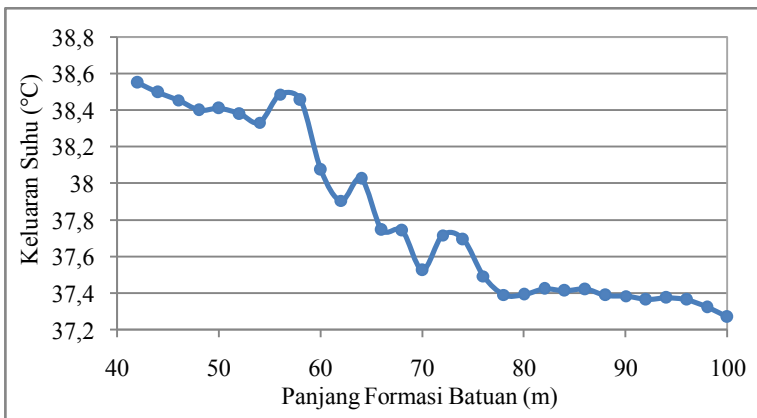
Gambar 4.1 Representasi aliran tekanan akibat panjang formasi batuan pada data pertama



Gambar 4.2 Representasi perpindahan panas akibat panjang formasi batuan pada data pertama



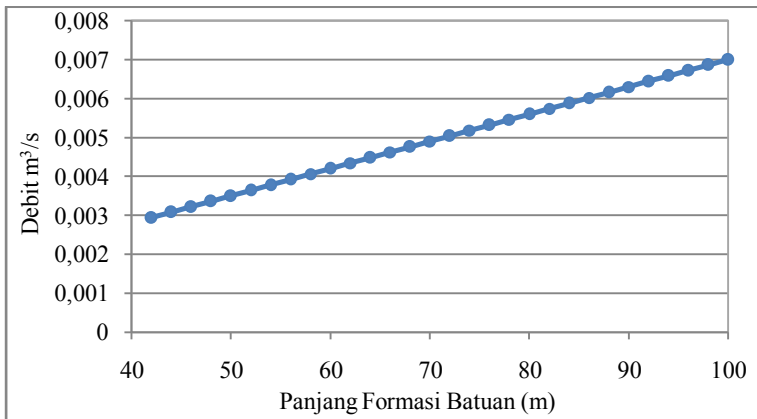
Gambar 4.3 Grafik pengaruh panjang formasi batuan terhadap keluaran tekanan



Gambar 4.4 Grafik pengaruh panjang formasi batuan terhadap keluaran suhu

Dari Gambar 4.5 dapat dilihat dengan jelas bahwa semakin panjang formasi batuan maka semakin menurun nilai keluaran tekanan yang dihasilkan hal ini sesuai dengan Persamaan 2.6, dimana semakin panjang formasi batuan dengan permeabilitas tetap, maka angka Darcy akan semakin menurun. Jika angka Darcy menurun maka keluaran tekanan juga akan semakin

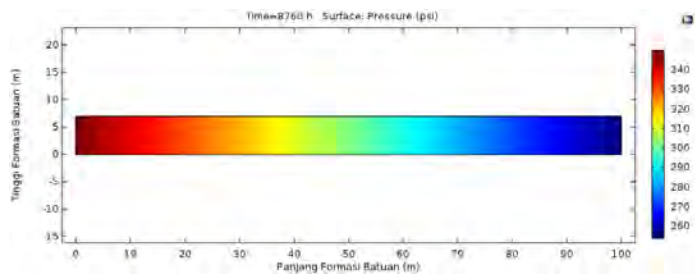
menurun. Dari Gambar 4.6 dapat dilihat bahwa semakin panjang formasi batuan maka nilai keluaran suhu yang dihasilkan akan cenderung semakin kecil, hal ini dikarenakan perpindahan panas konduksi dan konveksi yang terjadi semakin menjauhi sumber panas, dan panas yang terbuang lebih besar. Sehingga pada ujung keluaran simulasi mengalami penurunan suhu. Sedangkan untuk Gambar 4.7 dapat dilihat bahwa semakin panjang formasi batuan, debit yang dibutuhkan semakin meningkat.



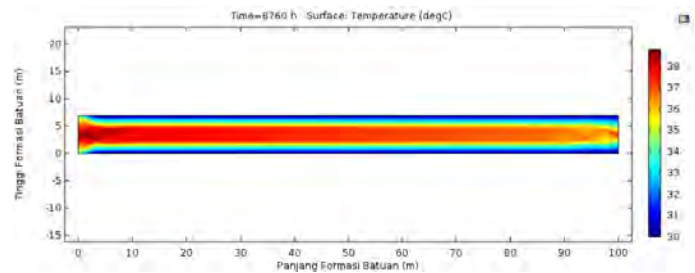
Gambar 4.5 Grafik pengaruh panjang formasi batuan terhadap debit

b. Hasil Perubahan Permeabiliti

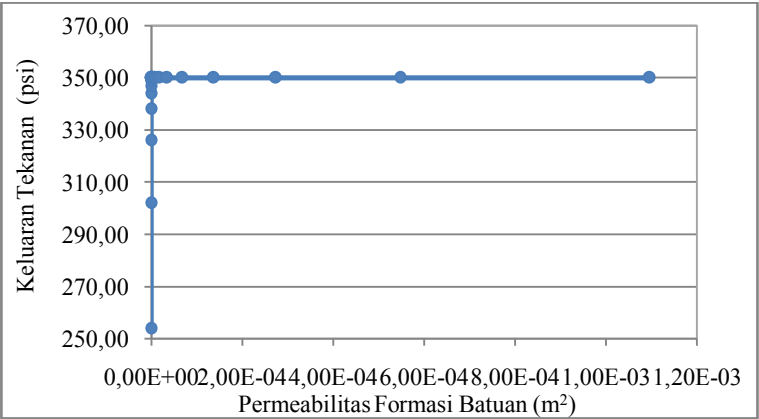
Berikut ini ditampilkan hasil simulasi perubahan permeabiliti formasi batuan terhadap keluaran tekanan, dan suhu dari penginjeksian campuran CO_2 EOR dengan minyak ringan, menggunakan perangkat lunak COMSOL, dimana pencampuran minyak mentah ringan dengan CO_2 menggunakan bantuan dari perangkat lunak HYSYS 8.0. Didapatkan gambar grafik dan gambar kontur keluaran perangkat lunak COMSOL, sedangkan untuk tabel data ditampilkan pada lampiran.



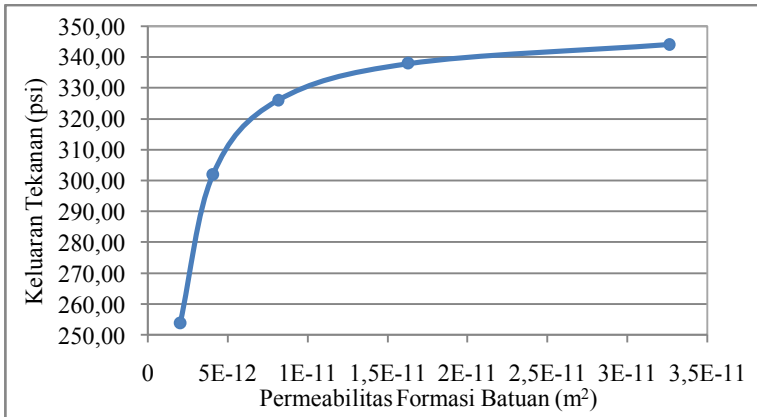
Gambar 4.6Representasi aliran tekanan akibat permeabiliti batuan pada data pertama



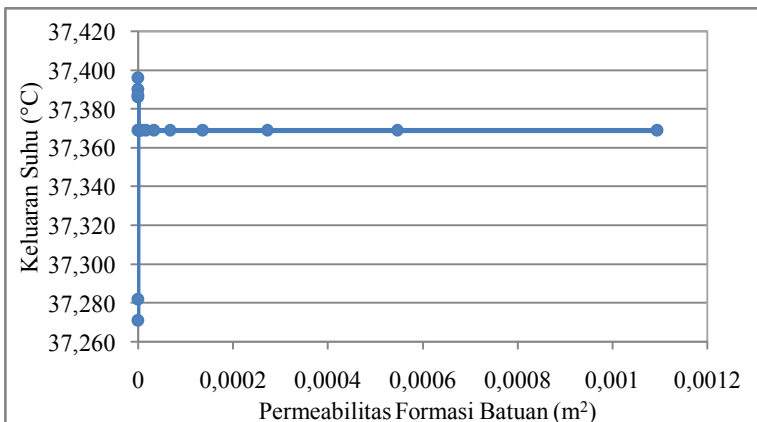
Gambar 4.7Representasi perpindahan panas akibat permeabiliti batuan pada data pertama



Gambar 4.8Grafik pengaruh permeabiliti formasi batuan terhadap keluaran tekanan (data 1-30)



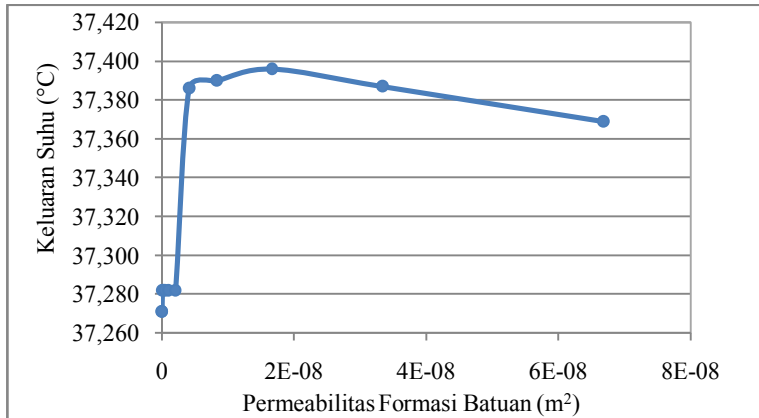
Gambar 4.9 Grafik pengaruh permeabiliti formasi batuan terhadap keluaran tekanan (data 1-5)



Gambar 4.10 Grafik pengaruh permeabiliti formasi batuan terhadap keluaran suhu (data 1-30)

Grafik perbandingan masing-masing antara nilai permeabiliti batuan dengan keluaran tekanan dan keluaran suhu sengaja dibuat menjadi dua buah grafik, dimana Gambar 4.8 menunjukkan seluruh grafik data keluaran tekanan, sedangkan Gambar 4.9 menunjukkan grafik data keluaran tekanan satu sampai lima saja, sedangkan untuk gambar 4.10 menunjukkan grafik data keluaran

suhu keseluruhan, dan Gambar 4.11 menunjukkan grafik data keluaran suhu satu sampai enam belas. Hal ini dilakukan untuk mempermudah melihat perubahan yang diakibatkan peningkatan nilai permeabiliti.

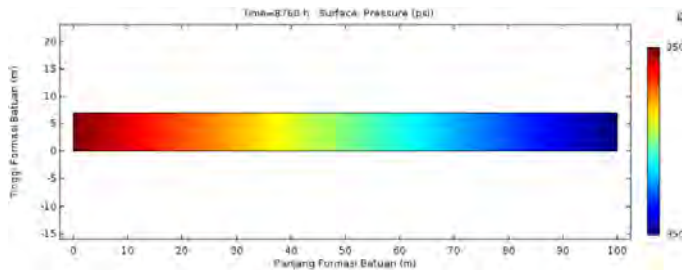


Gambar 4.11 Grafik pengaruh permeabiliti formasi batuan terhadap keluaran suhu (data 1-16)

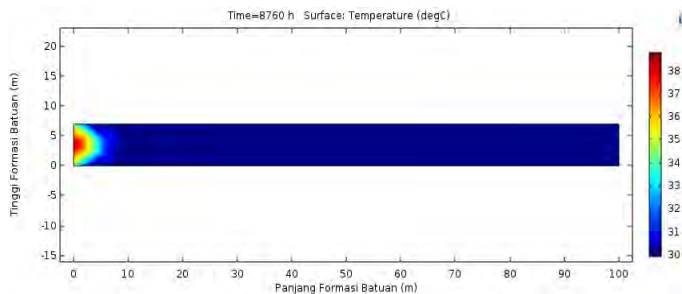
Pada data keluaran tekanan keenam belas sampai data ketiga puluh dapat dilihat pada tabel (lampiran) dan grafik nilainya tetap pada angka 350psi untuk keluaran tekanan. Dari Gambar 4.8 dan 4.9 dapat dilihat bahwa semakin besar nilai permeabiliti formasi batuan maka semakin meningkat juga nilai keluaran tekanan yang dihasilkan, hal ini sesuai dengan pengertian permeabiliti pada dasar teori dan sesuai dengan hukum Darcy pada Persamaan 2.6 dan Persamaan 2.7. Dari Gambar 4.10 dan 4.11 dapat dilihat perubahan nilai keluaran suhu cenderung meningkat seiring dengan peningkatan nilai permeabiliti, hal ini sesuai dengan Persamaan 2.36, dimana jika kecepatan Darcy meningkat maka delta suhu akan menurun. Jika delta suhu menurun maka suhu keluaran akan mendekati suhu masukan. Pada data keenam belas sampai 30 nilai keluaran suhu yang dihasilkan sama, yaitu $37,369^{\circ}C$.

c. Hasil Perubahan Kecepatan Aliran Pada Penginjeksian

Berikut ini ditampilkan hasil simulasi perubahan kecepatan aliran penginjeksian terhadap keluaran tekanan, dan suhu dari penginjeksian campuran CO_2 EOR dengan minyak ringan, menggunakan perangkat lunak COMSOL dan didapatkan gambar grafik, sedangkan untuk tabel data ditampilkan pada lampiran.



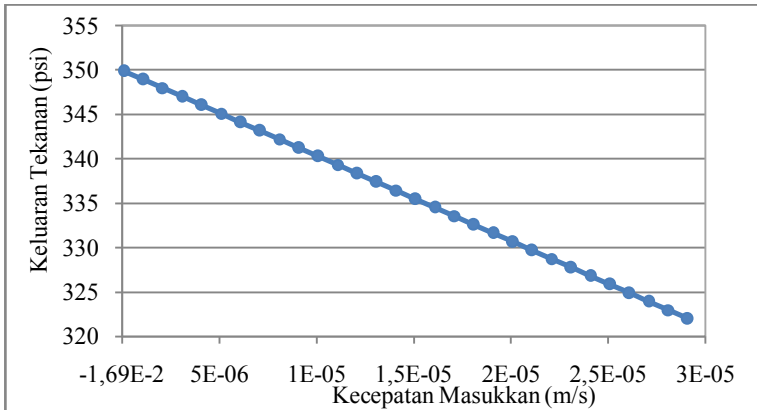
Gambar 4.12Representasi aliran tekanan akibat kecepatan injeksi pada data pertama



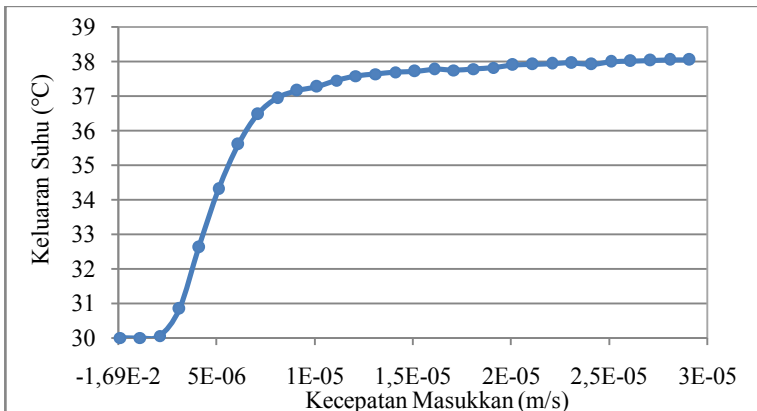
Gambar 4.13Representasi perpindahan panas akibat kecepatan injeksi pada data pertama

Berdasarkan data-data hasil keluaran dari perangkat lunak COMSOL, didapatkan digambarkan dalam tiga buah grafik, yang menunjukkan perbandingan antara kecepatan aliran campuran CO_2 dengan minyak mentah ringan ke dalam formasi batuan dengan tekanan, suhu, dan debit. Dari Gambar 4.14 dapat dilihat dengan jelas bahwa semakin tinggi nilai kecepatan aliran fluida campuran ke dalam formasi batuan maka semakin meningkat

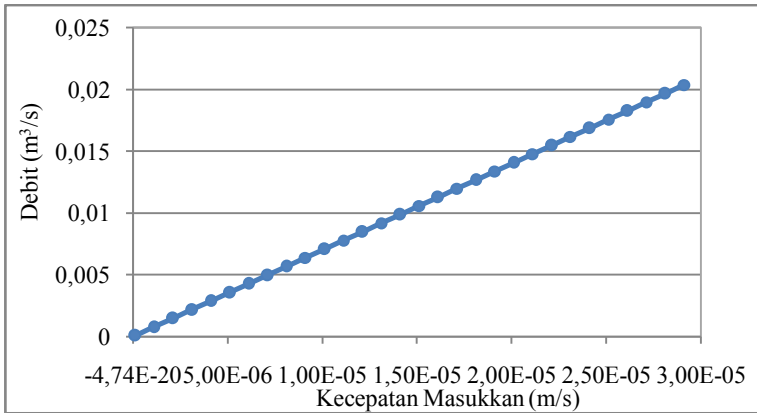
nilai delta tekanan, dimana meningkatnya nilai delta tekanan sama dengan menurunnya keluaran tekanan pada ujung formasi batuan. Hal ini sesuai dengan teori yang ada pada Hukum Darcy pada Persamaan 2.7 yang menjelaskan mengenai hubungan antara kecepatan aliran pada formasi batuan, permeabiliti, viskositi dinamik dan delta tekanan.



Gambar 4.14 Grafik pengaruh kecepatan penginjeksian CO_2 terhadap keluaran tekanan



Gambar 4.15 Grafik pengaruh kecepatan penginjeksian CO_2 terhadap keluaran suhu

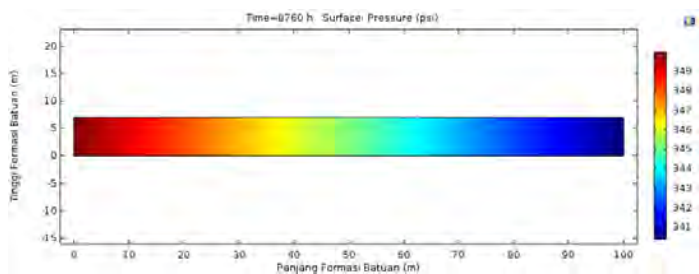


Gambar 4.16 Grafik pengaruh kecepatan penginjeksian CO_2 terhadap debit

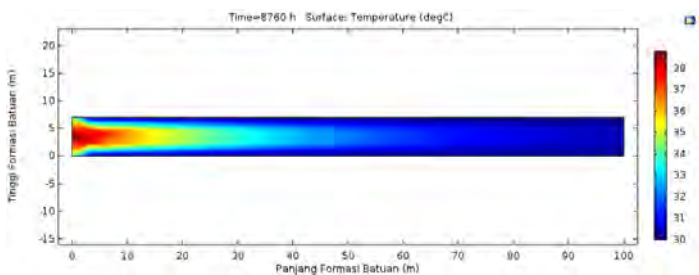
Dari Gambar 4.15 dapat dilihat bahwa semakin tinggi nilai kecepatan aliran fluida campuran ke dalam formasi batuan maka nilai keluaran suhu yang dihasilkan akan cenderung meningkat, peningkatan yang terjadi dimulai pada data ketiga hingga data ketiga puluh, hal ini dikarenakan perpindahan panas konduksi dan konveksi yang terjadi semakin meningkat seiring dengan kecepatan yang meningkat, hal ini sesuai dengan Persamaan 2.36 dimana hubungan antar kecepatan Darcy dan delta suhu berbanding terbalik. Jika delta suhu menurun, maka suhu keluaran akan semakin mendekati suhu masukan. Sedangkan Gambar 4.16 menunjukkan semakin tinggi kecepatan fluida maka semakin tinggi debit yang dihasilkan, sesuai dengan Persamaan 2.47 yang menjelaskan hubungan antara debit dengan kecepatan.

d. Hasil Perubahan Konduktivitas Panas

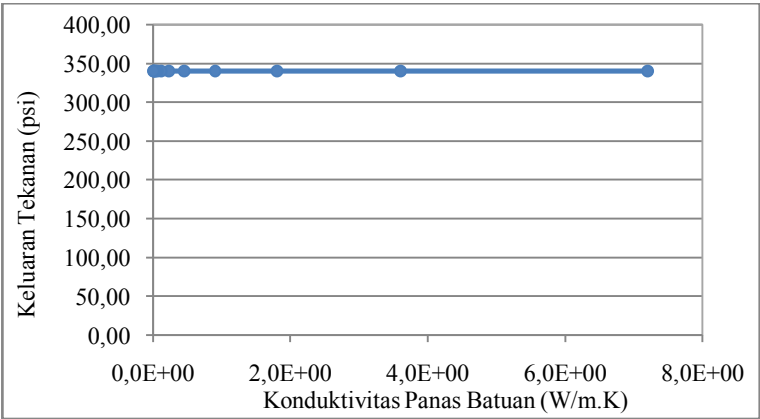
Berikut ini ditampilkan hasil simulasi perubahan konduktivitas panas formasi batuan terhadap keluaran tekanan, dan suhu dari penginjeksian campuran CO_2 EOR dengan minyak ringan, dan didapatkan gambar grafik, sedangkan untuk tabel data ditampilkan pada lampiran.



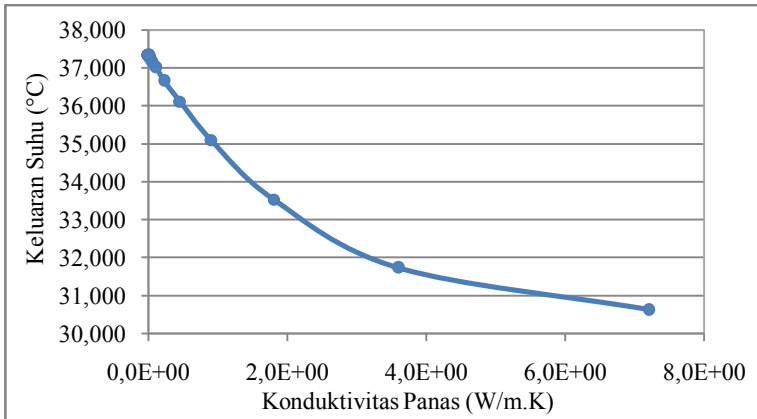
Gambar 4.17Representasi aliran tekanan akibat konduktivitas panas batuan data pertama



Gambar 4.18 Representasi perpindahan panas akibat konduktivitas panas batuan data pertama



Gambar 4.19Grafik pengaruh konduktivitas panas formasi batuan terhadap tekanan

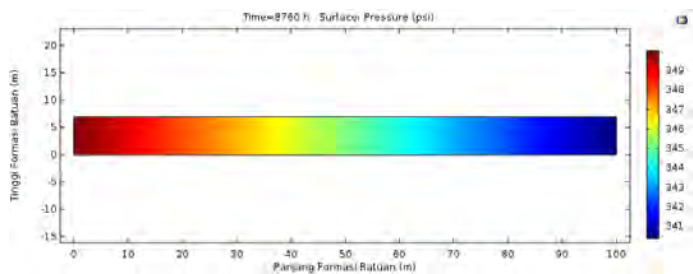


Gambar 4.20 Grafik pengaruh konduktivitas panas formasi batuan terhadap suhu

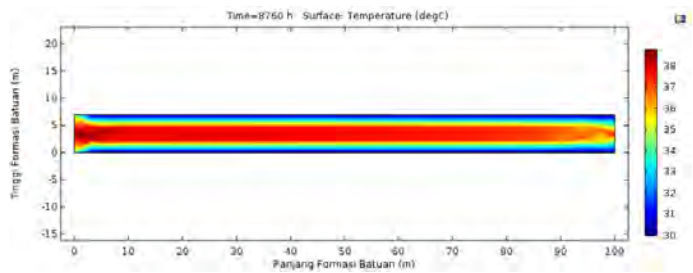
Berdasarkan data-data hasil keluaran dari perangkat lunak COMSOL, dapat digambarkan dalam dua buah grafik diatas, yang menunjukkan perbandingan antara konduktivitas panas formasi batuan dengan keluaran tekanan dan suhu. Dari Gambar 4.19 dapat dilihat bahwa perubahan yang dilakukan terhadap konduktivitas panas formasi batuan tidak berpengaruh terhadap tekanan. Sedangkan pada Gambar 4.20 dapat dilihat bahwa semakin tinggi nilai konduktivitas panas (k_{eff}) formasi batuan maka semakin menurun keluaran suhu yang dihasilkan. Hal ini sesuai dengan Persamaan 2.37, dimana hubungan antara k_{eff} berbanding terbalik dengan delta tekanan (ΔT). Jika k_{eff} semakin besar, maka ΔT akan mengecil, itu berarti suhu keluaran akan mendekati nilai suhu masukan.

e. Hasil Perubahan Porositi

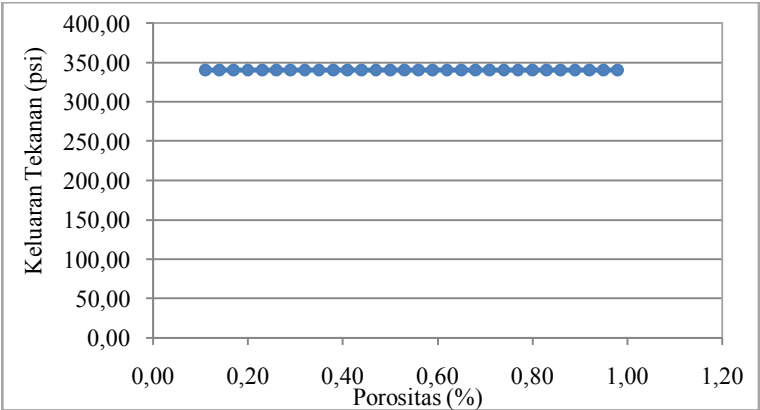
Berikut ini ditampilkan hasil simulasi perubahan porositi formasi batuan terhadap keluaran tekanan, dan suhu dari penginjeksian campuran CO₂ EOR dengan minyak ringan, menggunakan perangkat lunak COMSOL dan didapatkan gambar grafik, sedangkan untuk tabel data ditampilkan pada lampiran.



Gambar 4.21Representasi aliran tekanan akibat porositi batuan pada data pertama

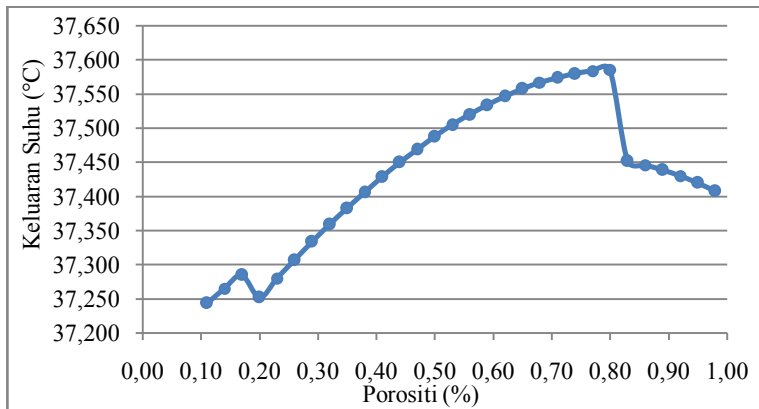


Gambar 4.22 Representasi perpindahan panas porositi batuan pada data pertama



Gambar 4.23Grafik pengaruh porositi formasi batuan terhadap tekanan

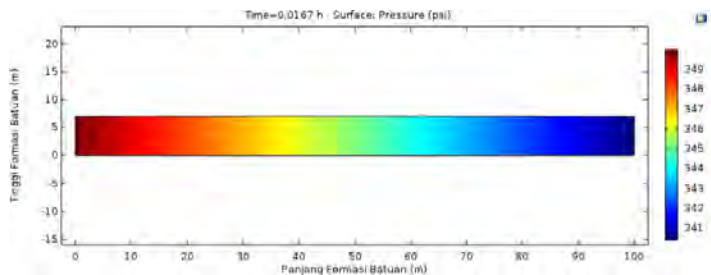
Didapatkan gambaran dua buah grafik, yang menunjukkan perbandingan antara porositi formasi batuan dengan keluaran tekanan dan suhu. Dari Gambar 4.23 dapat dilihat bahwa perubahan yang dilakukan terhadap porositi formasi batuan tidak berpengaruh terhadap tekanan. Sedangkan Gambar 4.24 dapat dilihat bahwa semakin tinggi nilai porositi yang dikondisikan pada formasi batuan maka suhu keluaran cenderung semakin meningkat, namun pada porositi 0,8% - 0,98 keluaran suhu menurun. Pengaruh perubahan nilai keluaran tekanan sesuai berdasarkan teori dan persamaan yang terdapat pada subbab 2.13 Perpindahan Panas pada Formasi Batuan pada Persamaan 2.36 sampai dengan Persamaan 2.41.



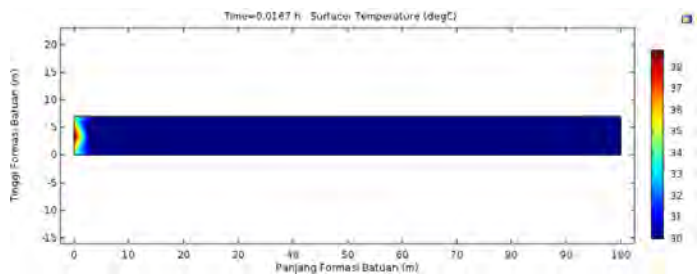
Gambar 4.24 Grafik pengaruh porositi formasi batuan terhadap suhu

f. Hasil Perubahan Lamanya Waktu Penginjeksian

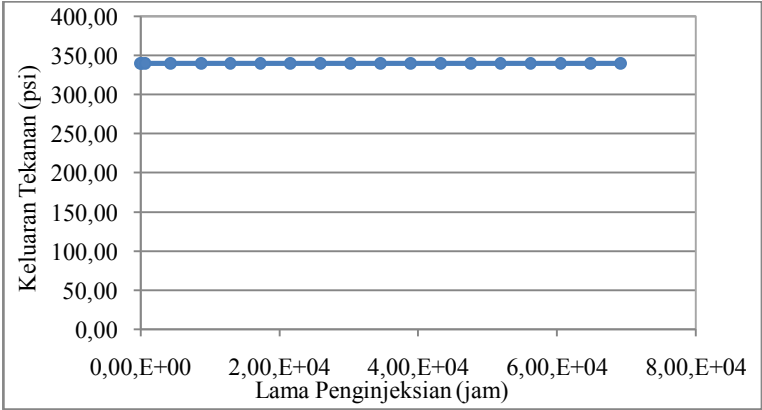
Berikut ini ditampilkan hasil simulasi perubahan lamanya waktu penginjeksian terhadap keluaran tekanan, dan suhu dari penginjeksian campuran CO₂ EOR dengan minyak ringan, menggunakan perangkat lunak COMSOL dan didapatkan gambar grafik, sedangkan untuk tabel data ditampilkan pada lampiran.



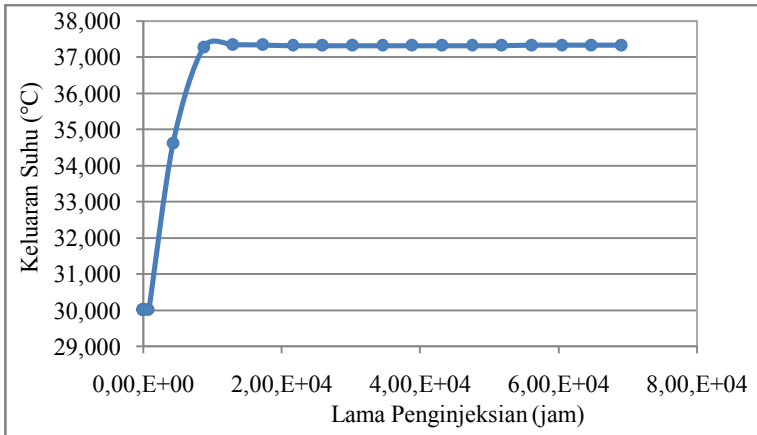
Gambar 4.25Representasi aliran tekanan akibat lama penginjeksian pada data pertama



Gambar 4.26Representasi perpindahan panas akibat lama penginjeksian pada data pertama



Gambar 4.27Grafik pengaruh lamanya waktu penginjeksian CO₂EOR terhadap tekanan keluaran



Gambar 4.28 Grafik pengaruh lamanya waktu penginjeksian CO_2 terhadap suhu keluaran

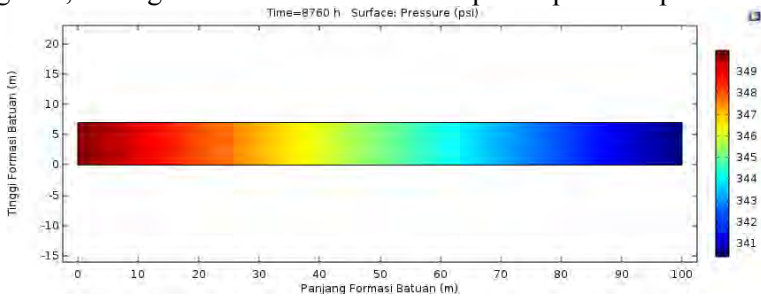
Berdasarkan data-data hasil keluaran dari perangkat lunak COMSOL, dapat digambarkan dalam dua buah grafik, yang menunjukkan perbandingan antara lamanya waktu penginjeksian campuran CO_2 dan minyak mentah ringan dengan keluaran tekanan dan suhu. Pencampuran minyak mentah dengan gas CO_2 dibantu dengan perangkat lunak HYSYS 8.0, dimana *properties* dari minyak mentah yang digunakan berdasarkan penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh Bapak Totok Ruki Biyanto, yang juga selaku pembimbing dari pengerjaan tugas akhir ini.

Pada Gambar 4.27 dapat dilihat bahwa perubahan lamanya waktu penginjeksian CO_2 tidak berpengaruh terhadap keluaran tekanan yang dihasilkan dari pemodelan menggunakan rumus Darcy di poros media dengan perangkat lunak COMSOL ini, hal ini disebabkan oleh hasil tekanan yang keluar berdasarkan hasil tekanan *stasioner* tidak bisa diamati berdasarkan waktu lamanya penginjeksian. Hal ini berbeda dengan hasil keluaran suhu, pada hasil keluaran suhu yang terlihat pada Gambar 4.28, semakin lama waktu penginjeksian maka diujung keluaran formasi batuan akan menghasilkan suhu yang lebih tinggi. Pada data pertama hingga data keempat belas suhu keluaran masih sama dengan

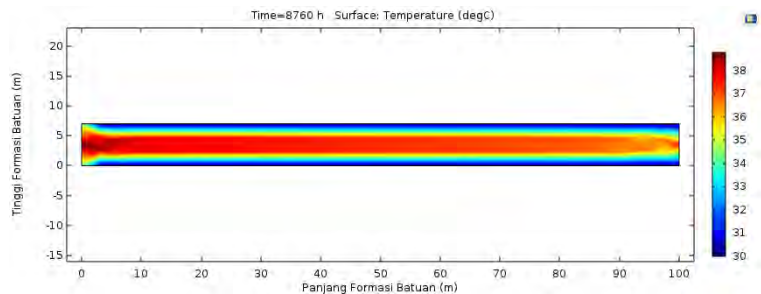
suhu awal dari formasi batuan, dikarenakan fluida campuran dengan suhu yang sudah dikondisikan belum menyentuh ujung keluaran formasi batuan. Lama waktu penginjeksian dari 12 bulan hingga 96 bulan (8 tahun) tidak menunjukkan perbedaan yang terlalu signifikan terhadap keluaran suhu dan tekanan pada ujung formasi batuan.

g. Hasil Perubahan Densiti Formasi Batuan

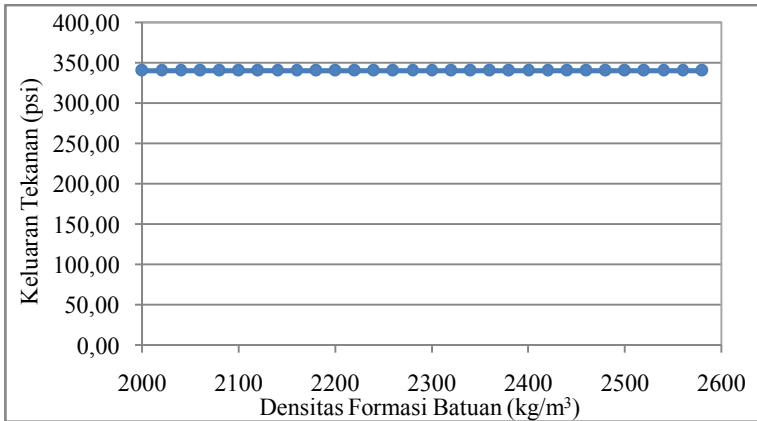
Berikut ini ditampilkan hasil simulasi perubahan densiti formasi batuan terhadap keluaran tekanan, dan suhu dari penginjeksian campuran CO_2 EOR dengan minyak ringan, menggunakan perangkat lunak COMSOL dan didapatkan gambar grafik, sedangkan untuk tabel data ditampilkan pada lampiran.



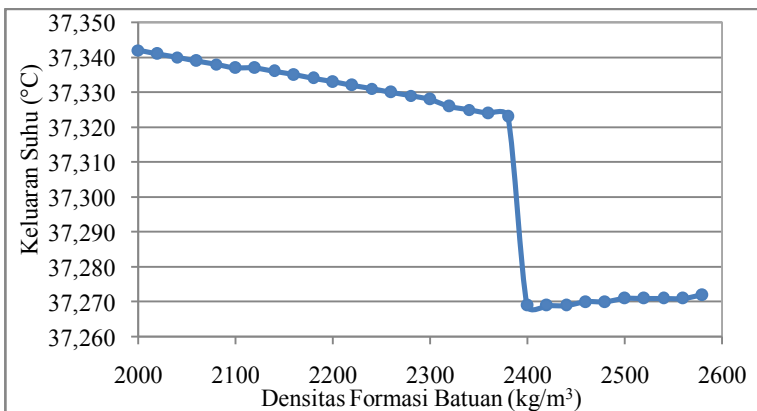
Gambar 4.29Representasi aliran tekanan akibat densiti batuan pada data pertama



Gambar 4.30Representasi perpindahan panas akibat densiti batuan pada data pertama



Gambar 4.31 Grafik pengaruh perubahan nilai densiti formasi batuan terhadap tekanan keluaran



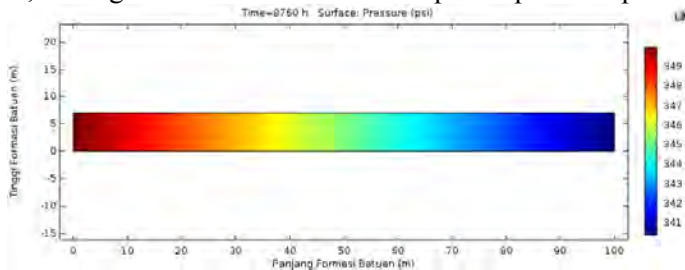
Gambar 4.32 Grafik pengaruh perubahan nilai densiti formasi batuan terhadap suhu keluaran

Dari Gambar 4.31 dapat dilihat bahwa perubahan densiti formasi batuan tidak berpengaruh terhadap keluaran tekanan. Pada Persamaan 2.6 dan 2.7 tidak menjelaskan hubungan antara densiti dengan keluaran tekanan. Hal ini berbeda dengan hasil keluaran suhu, pada hasil keluaran suhu yang terlihat pada Gambar 4.32, semakin besar nilai densiti formasi batuan maka

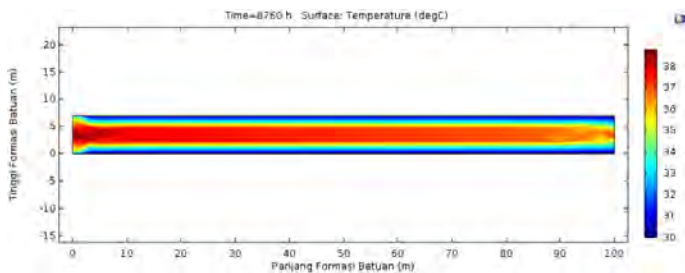
diujung keluaran formasi batuan akan menghasilkan suhu yang cenderung lebih rendah. Penurunan suhu keluaran yang cukup signifikan yang terjadi pada data ke dua puluh menuju data ke dua puluh satu. Dimana hal ini dapat dijelaskan pada Persamaan 2.36 yang menjelaskan hubungan antara densitifluida meningkat maka delta suhu menurun, sedangkan jika densiti formasi batuan meningkat maka delta suhu juga meningkat, sehingga keluaran suhu cenderung menurun.

h. Hasil Perubahan Kapasitas Panas Formasi Batuan

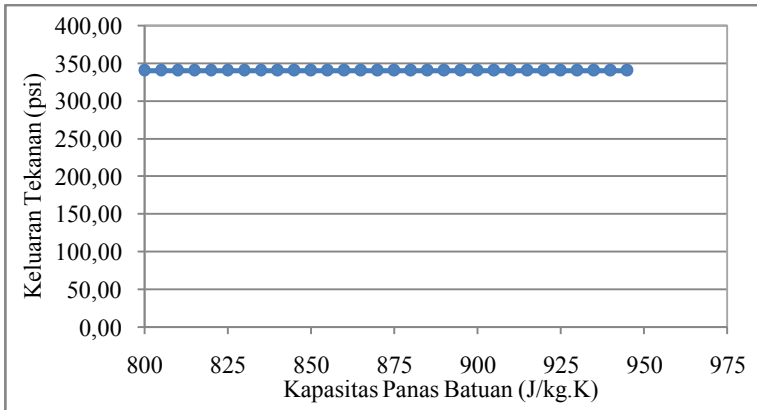
Berikut ini ditampilkan hasil simulasi perubahan kapasitas panas formasi batuan terhadap keluaran tekanan, dan suhu dari penginjeksian campuran CO₂ EOR dengan minyak ringan, menggunakan perangkat lunak COMSOL dan didapatkan gambar grafik, sedangkan untuk tabel data ditampilkan pada lampiran.



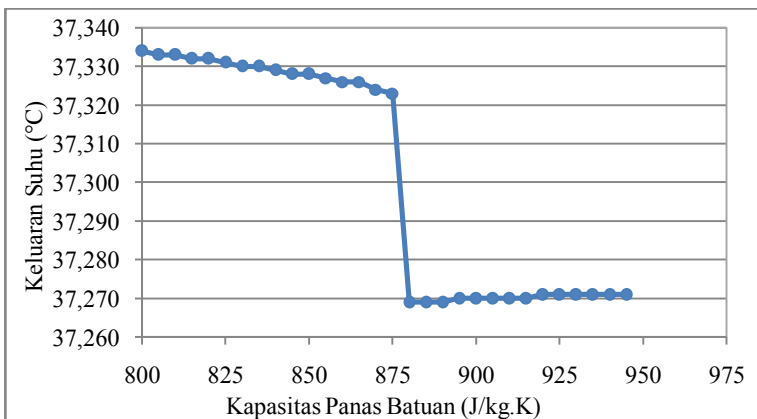
Gambar 4.33Representasi aliran tekanan akibat kapasitas panas batuan pada data pertama



Gambar 4.34Representasi perpindahan panas akibat densiti batuan pada data pertama



Gambar 4.35 Grafik pengaruh perubahan nilai kapasitas panas formasi batuan terhadap nilai tekanan keluaran



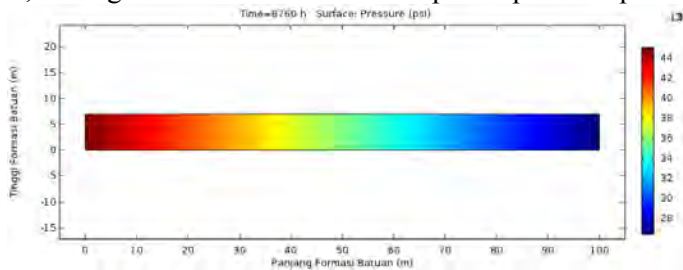
Gambar 4.36 Grafik pengaruh perubahan nilai kapasitas panas formasi batuan terhadap nilai suhu keluaran

Berdasarkan data-data hasil keluaran dari perangkat lunak COMSOL, dapat digambarkan dalam dua buah grafik, yang menunjukkan perbandingan antara perubahan nilai densiti formasi batuan dengan tekanan dan suhu. Dari Gambar 4.35 dapat dilihat bahwa perubahan kapasitas panas formasi batuan tidak berpengaruh terhadap keluaran tekanan, pada Persamaan 2.6 dan

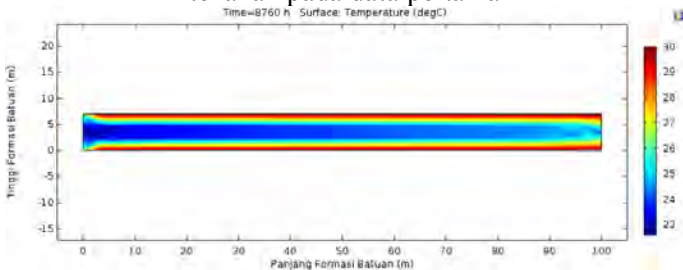
2.7 tidak ada hubungan antara tekanan dan kapasitas panas. Pada hasil keluaran suhu yang terlihat pada Gambar 4.36, semakin besar nilai kapasitas panas formasi batuan maka diujung keluaran formasi batuan akan menghasilkan suhu yang cenderung lebih rendah. Hal ini dapat dijelaskan pada Persamaan 2.36, jika kapasitas panas fluida (C_p) maka ΔT menurun, sedangkan C_p formasi batuan meningkat maka ΔT akan meningkat, sehingga suhu keluaran akan menurun.

i. Hasil Perubahan Kondisi Awal Tekanan

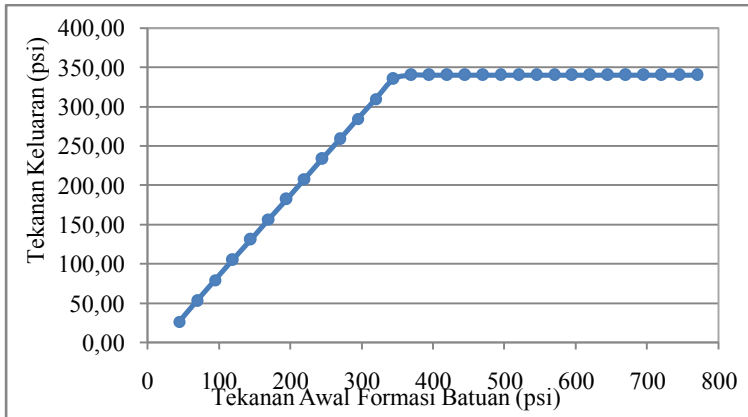
Berikut ini ditampilkan hasil simulasi perubahan kondisi awal tekanan formasi batuan terhadap keluaran tekanan, dan suhu dari penginjeksian campuran CO_2 EOR dengan minyak ringan, menggunakan perangkat lunak COMSOL dan didapatkan gambar grafik, sedangkan untuk tabel data ditampilkan pada lampiran.



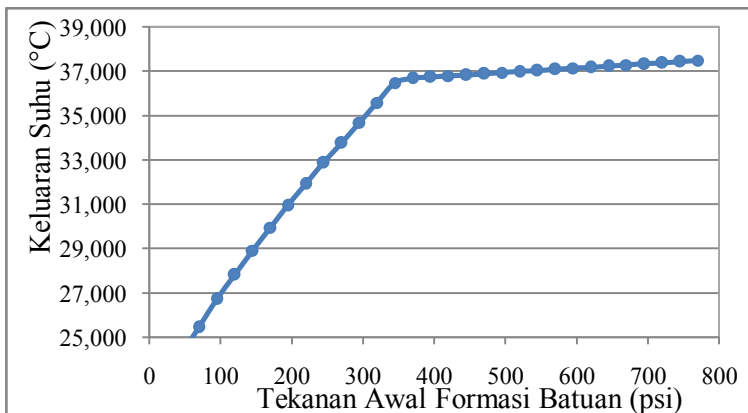
Gambar 4.37Representasi aliran tekanan akibat kondisi awal tekanan pada data pertama



Gambar 4.38Representasi perpindahan panas kondisi awal tekanan pada data pertama



Gambar 4.39 Grafik pengaruh tekanan awal formasi batuan terhadap tekanan keluaran



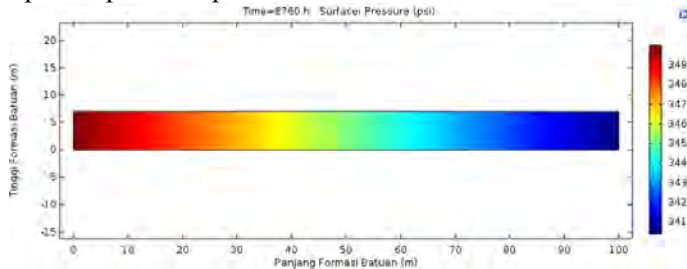
Gambar 4.40 Grafik pengaruh tekanan awal formasi batuan terhadap suhu keluaran

Berdasarkan data-data hasil keluaran dari perangkat lunak COMSOL, dapat digambarkan dalam dua buah grafik di atas, yang menunjukkan perbandingan antara tekanan awal formasi batuan dan minyak mentah ringan dengan tekanan dan suhu keluaran. Dari Gambar 4.39 dapat dilihat bahwa perubahan tekanan awal formasi batuan dan minyak mentah ringan

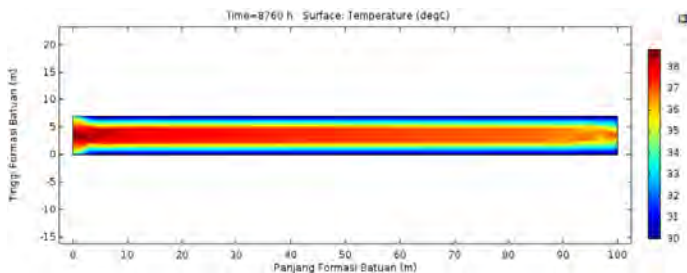
menghasilkan semakin besar tekanan awal yang dikondisikan, maka semakin besar juga tekanan keluaran yang dihasilkan, namun pada data ketiga belas sampai data ketiga puluh, kenaikan tekanan keluaran tidak terlalu signifikan. Sedangkan untuk nilai keluaran suhu juga terus meningkat seiring dengan peningkatan pengkondisian tekanan awal yang diberikan.

j. Hasil Perubahan Kondisi Awal Suhu

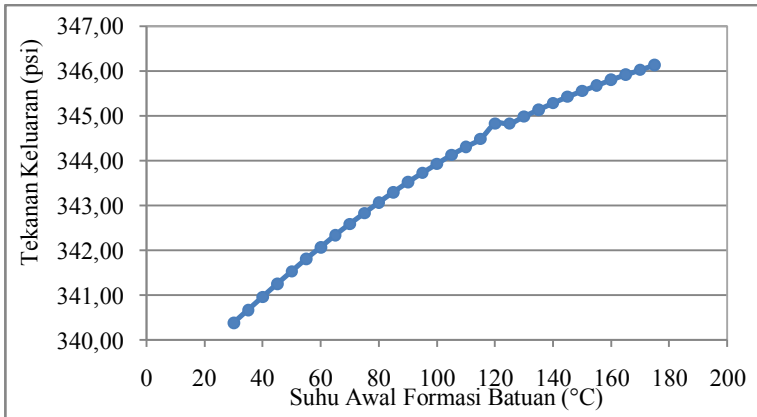
Berikut ini ditampilkan hasil simulasi perubahan kondisi awal suhu formasi batuan terhadap keluaran tekanan, dan suhu dari penginjeksian campuran CO₂ EOR dengan minyak ringan, didapatkan gambar grafik, sedangkan untuk tabel data ditampilkan pada lampiran.



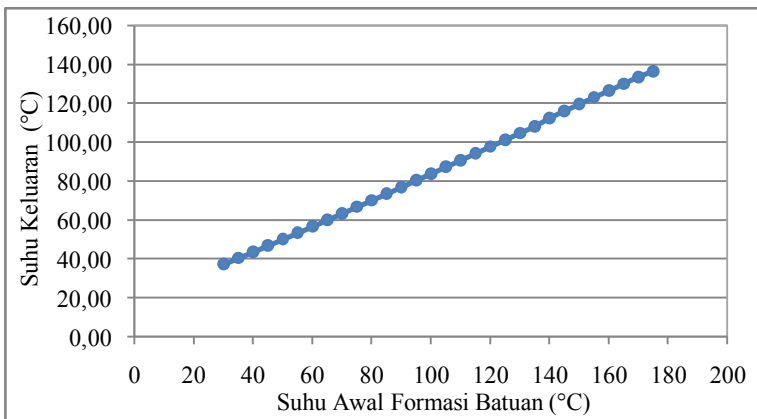
Gambar 4.41 Representasi aliran tekanan akibat kondisi awal suhu pada data pertama



Gambar 4.42 Representasi perpindahan panas kondisi awal suhu pada data pertama



Gambar 4.43 Grafik pengaruh perubahan suhu awal formasi batuan terhadap tekanan keluaran



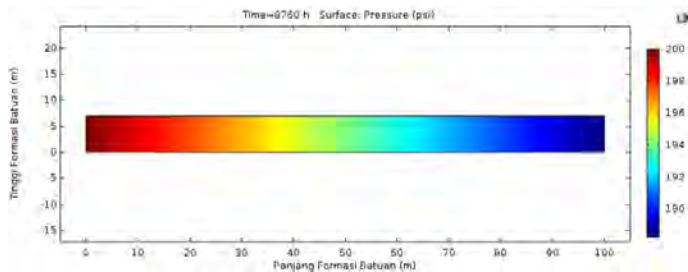
Gambar 4.44 Grafik pengaruh perubahan suhu awal formasi batuan dan minyak mentah ringan terhadap suhu keluaran

Berdasarkan data-data hasil keluaran dari perangkat lunak COMSOL, dapat digambarkan dalam dua buah grafik, yaitu Gambar 4.43 dan Gambar 4.44, yang menunjukkan perbandingan antara suhu awal formasi batuan dan minyak mentah ringan dengan tekanan dan suhu keluaran. Dari Gambar 4.43 dapat dilihat bahwa perubahan suhu awal formasi batuan dan minyak

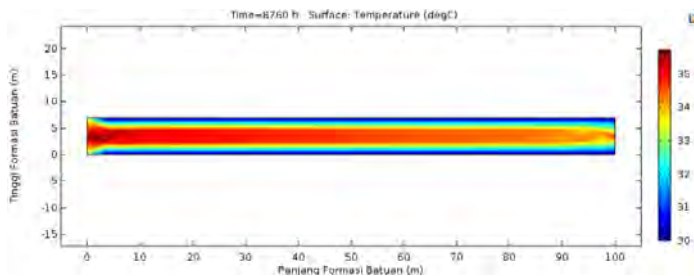
mentah ringan menghasilkan semakin besar tekanan keluaran yang dihasilkan. Sedangkan pada Gambar 4.44 dapat dilihat bahwa untuk nilai keluaran suhu terus meningkat seiring dengan peningkatan kondisi awal suhu dari formasi batuan dan minyak ringan. Hal ini dikarenakan suhu lingkungan atau suhu diluar sistem formasi batuan yang memiliki suhu lebih tinggi akan memberikan suhu formasi batuan yang lebih tinggi pula.

k. Hasil Perubahan Nilai Tekanan Masukkan

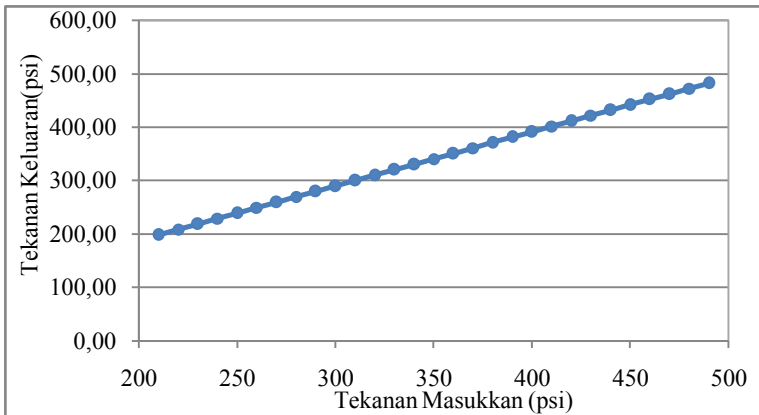
Berikut ini ditampilkan hasil simulasi perubahan nilai tekanan penginjeksian terhadap keluaran tekanan, dan suhu dari penginjeksian campuran CO_2 EOR dengan minyak ringan, menggunakan perangkat lunak COMSOL dan didapatkan gambar grafik, sedangkan untuk tabel data ditampilkan pada lampiran.



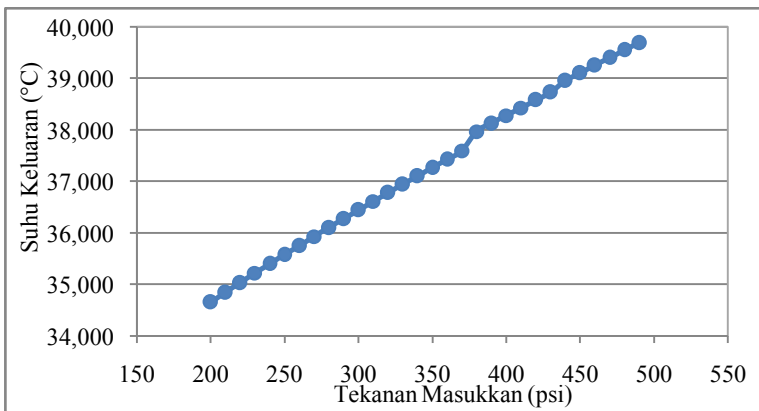
Gambar 4.45 Representasi aliran tekanan akibat tekanan masukan pada data pertama



Gambar 4.46 Representasi perpindahan panas akibat tekanan masukan pada data pertama



Gambar 4.47 Grafik pengaruh perubahan tekanan masukan terhadap tekanan keluaran



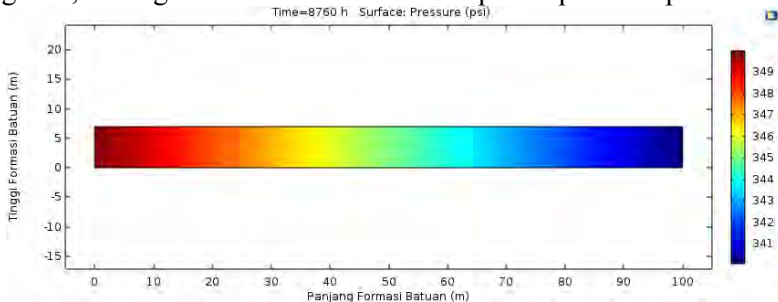
Gambar 4.48 Grafik pengaruh perubahan tekanan masukan terhadap suhu keluaran

Berdasarkan data-data hasil keluaran dari perangkat lunak COMSOL, dapat digambarkan dalam dua buah grafik, yaitu Gambar 4.47 dan Gambar 4.48, yang menunjukkan perbandingan antara tekanan masukan penginjeksian CO₂ dengan keluaran tekanan dan suhu. Dari Gambar 4.47 dapat dilihat bahwa ketika perubahan yang dilakukan terhadap tekanan masukan

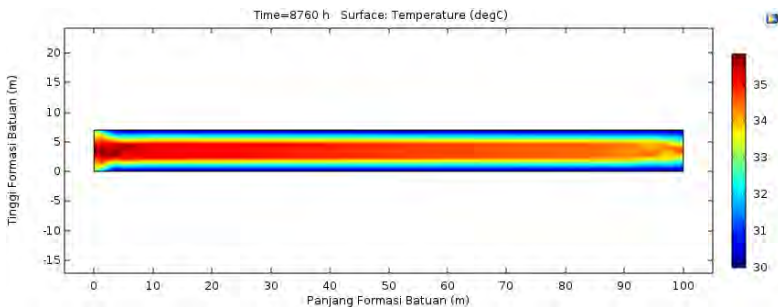
penginjeksian CO_2 EOR semakin besarmaka semakin besar juga keluaran tekanan yang dihasilkan. SedangkanGambar 4.48menampilkan bahwa semakin tinggi nilai tekanan masukkan CO_2 yang diinjeksikan pada formasi batuan maka suhu keluaran yang dihasilkan akan semakin meningkat pula.

I. Hasil Perubahan Nilai Suhu Masukkan

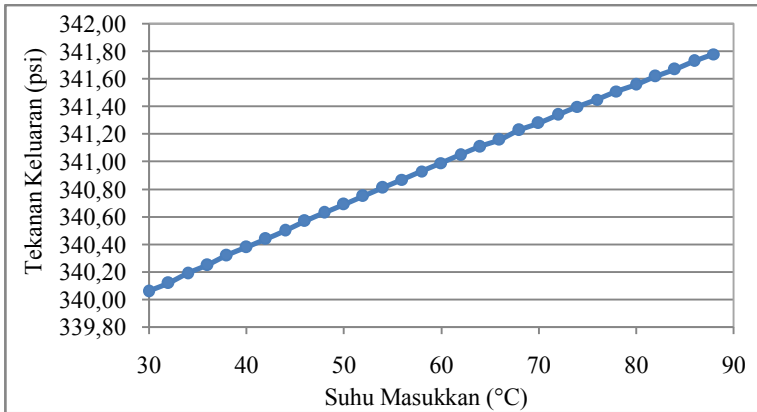
Berikut ini ditampilkan hasil simulasi perubahan nilai suhu penginjeksian terhadap keluaran tekanan, dan suhu dari penginjeksian campuran CO_2 EOR dengan minyak ringan, menggunakan perangkat lunak COMSOL dan didapatkan gambar grafik, sedangkan untuk tabel data ditampilkan pada lampiran.



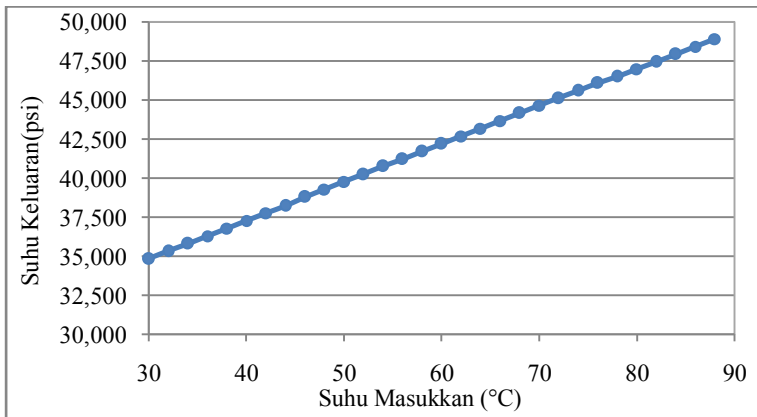
Gambar 4.49Representasi aliran tekanan pada perangkat lunak COMSOL akibat suhu masukkan pada data pertama



Gambar 4.50Representasi perpindahan panas pada perangkat lunak COMSOL akibat suhu masukkan pada data pertama



Gambar 4.51 Grafik pengaruh perubahan suhu masukan terhadap tekanan keluaran



Gambar 4.52 Grafik pengaruh perubahan suhu masukan terhadap suhu keluaran

Berdasarkan data-data hasil keluaran dari perangkat lunak COMSOL, dapat digambarkan dalam dua buah grafik, yang menunjukkan perbandingan antara suhu masukan dengan keluaran tekanan dan suhu. Dari Gambar 4.51 dapat dilihat bahwa semakin tinggi nilai suhu penginjeksian CO₂ maka tekanan keluaran akan semakin meningkat. Sedangkan pada Gambar 4.52

dapat dilihat bahwa semakin tinggi nilai suhu masukkan CO_2 yang diinjeksikan pada formasi batuan maka akan semakin tinggi juga suhu keluaran yang dihasilkan. Hal ini dikarenakan sumber panas yang memiliki suhu lebih tinggi tentu saja akan menghasilkan perpindahan panas yang lebih tinggi pula.

4.2 Analisis Suhu dan Tekanan Keluaran Keseluruhan

Berikut ini merupakan analisis untuk menentukan seberapa besar bagian dari formasi batuan yang mengalami tekanan dan suhu berdasarkan pengkondisian yang diinginkan agar terjadinya pencampuran antara CO_2 dengan minyak mentah pada CO_2EOR dengan tiga pengkondisian yang sudah ditentukan. Disajikan dalam tabel hasil akhir pada subbab ini, tabel perbedaan nilai tekanan pada ketinggian tertentu dan grafik pada lampiran.

Tabel 4.1 Persentase tekanan dan suhu pada formasi batuan berdasarkan prinsip pencampuran CO_2 EOR (a.pengkondisi pertama b. pengkondisian kedua c. Pengkondisian ketiga)

(a)

Tinggi Formasi Batuan Suhu < 31,01°C (m)	Persen Formasi Batuan < 31,01°C (%)	Tinggi Formasi Batuan Suhu > 31,01°C (m)	Persen Formasi Batuan > 31,01°C (%)
2,7	38,57	4,3	61,43

(b)

Tinggi Formasi Batuan Suhu < 31,01°C (m)	Persen Formasi Batuan < 31,01°C (%)	Tinggi Formasi Batuan Suhu > 31,01°C (m)	Persen Formasi Batuan > 31,01°C (%)
1,05	15,00	5,95	85,00

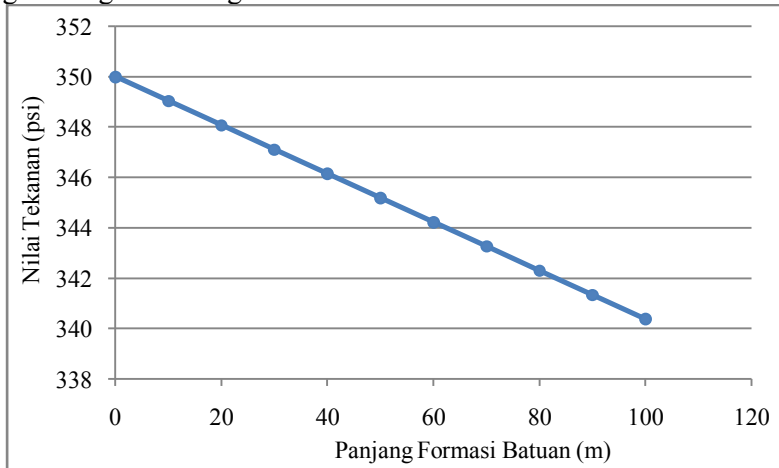
(c)

Tinggi Formasi Batuan Suhu < 31,01°C (m)	Persen Formasi Batuan < 31,01°C (%)	Tinggi Formasi Batuan Suhu > 31,01°C (m)	Persen Formasi Batuan > 31,01°C (%)
1,46	20,86	5,54	79,14

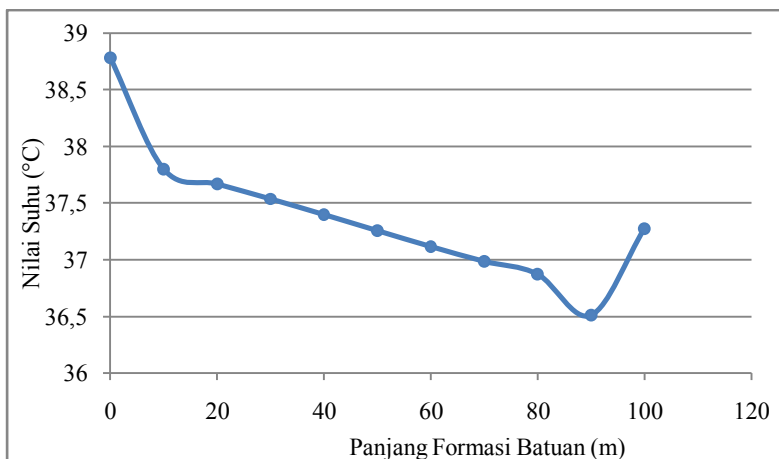
Pada Tabel 4.1 dapat dilihat bahwa pada pengkondisian pertama terjadi suhu dan tekanan sesuai dengan prinsip pencampuran CO₂ dengan minyak mentah memiliki persentase sebesar 61,43%, untuk pengkondisian kedua sebesar 85%, dan pengkondisian ketiga sebesar 79,14%. Berdasarkan hasil keluaran ketiga pengkondisian tersebut masih dapat ditingkatkan lagi persentase kondisi pencampuran dengan cara meningkatkan suhu penginjeksian yang diberikan di awal penginjeksian. Namun dari ketiga pengkondisian tersebut dapat disimpulkan kondisi terbaik adalah pada pengkondisian kedua untuk pencampuran CO₂ dengan minyak mentah.

4.3 Analisa Perpindahan Panas dan Aliran Tekanan

Berikut ini merupakan analisis penurunan suhu dan tekanan yang terjadi pada formasi batuan *sandstone* dimulai dari penginjeksian awal CO₂ sampai pada ujung formasi batuan. Dengan tiga pengkondisian yang sudah ditentukan didapatkan gambar grafik sebagai berikut.



Gambar 4.53 Penurunan nilai tekanan pada pengkondisian pertama



Gambar 4.54 Penurunan nilai suhu pada pengkondisian pertama

Penurunan suhu dan penurunan tekanan yang terjadi dapat sesuai dengan teori yang terdapat pada tinjauan pustaka dan sesuai dengan persamaan-persamaan yang terdapat pada perangkat lunak COMSOL, yaitu Persamaan 2.7 dan 2.8 untuk penurunan nilai tekanan dan Persamaan 2.36 dan 2.37 untuk penurunan nilai suhu. Data lengkap dan gambar grafik dari pengkondisian lain diberikan pada lampiran.

4.4 Perhitungan Manual

Berikut ini merupakan perhitungan yang dilakukan secara manual, untuk lebih membuktikan bahwa rumus-rumus yang tertera pada perangkat lunak COMSOL bekerja dengan benar.

a. Hukum Darcy

Berdasarkan Persamaan 2.7 pada BAB II, dengan mencari nilai kecepatan darcy. Dimana untuk mencari kecepatan darcy adalah dengan mengalikan permeabiliti formasi batuan dengan satuan m^2 dengan delta tekanan dengan satuan psi, dibagi dengan viskositi dinamik fluida yang memiliki satuan $kg/m.s$

Tabel 4.2 Data yang dibutuhkan untuk perhitungan tekanan secara manual

Pengkondisian	Permeabiliti	Pin (pascal)	Pout (pascal)	ΔP (pascal)	Viskositi Dinamik Fluida (Pa.s)
1	2,04E-11	2413166	2346838,4	27165,34	0,001353
2	2,04E-11	2206000	2137443,7	658878,63	0,001405
3	2,04E-11	2413166	23422867	68533,89	0,001398

Tabel 4.3 Data hasil kecepatan Darcy dan *error* perhitungan berdasarkan perhitungan manual

Kecepatan Darcy (m/s) pada 1 meter	Kecepatan Darcy (m/s) pada 100 meter	<i>Error</i> Perhitungan
0,000409588	4,09588E-06	9,58827E-8
0,001000088	1,00009E-05	8,82932E-10
0,001000065	1,00007E-05	6,53476E-10

b. Perpindahan panas pada formasi batuan

Berdasarkan Persamaan 2.37, 2.39, dan 2.41 pada BAB II, dengan mencari nilai konduksi fluks panas. Berikut ini merupakan hasil perhitungan manual yang dilakukan dengan *error* perhitungan yang dapat ditoleransi.

Tabel 4.4 Data untuk mencari k efektif secara manual

Pengkondisian	k Fluida (W/m.K)	k Benda Padat (W/m.K)	Fraksi Volume Bahan Fluida	Fraksi Volume Bahan Padat	k Efektif (W/m.K)
1	0,08823	2,57E-02	0,22	0,22	0,0250646
2	0,08823	2,57E-02	0,22	0,22	0,0250646
3	0,08823	2,57E-02	0,22	0,22	0,0250646

Tabel 4.5 Data hasil konduksi fluks panas dan *error* perhitungan berdasarkan perhitungan manual

Pengkondisian	Ketebalan (m)	K Panas Efektif (W/m.K)	Δ Suhu ($^{\circ}$ C)	Konduksi Fluks Panas (Watt)	<i>Error</i>
1	2	0,0250646	6,158	0,308695614	3,6E-09
2	2	0,0250646	1,44	0,072186048	8E-09
3	2	0,0250646	0,993	0,049778296	5,6E-09

4.5 Pembahasan

Dengan pengkondisian formasi batuan yang telah dijelaskan pada BAB III, subbab 3.3 dan dengan kondisi pencampuran CO₂ dengan minyak mentah ringan yang telah dijelaskan pada BAB III subbab 3.5, dapat dilihat pada Tabel Pengaruh kecepatan masukan terhadap debit, tekanan, dan suhu keluaran pada lampiran didapatkan bahwa dengan kecepatan $4,1 \times 10^{-6}$ m/s, lamanya waktu penginjeksian selama 8760 jam atau setara dengan satu tahun, tekanan awal minyak mentah ringan dan formasi batuan adalah 661,3155 psi, suhu awal minyak mentah ringan dengan formasi batuan adalah 30 $^{\circ}$ C, tekanan CO₂ sebelum dilakukan pencampuran adalah 350 psi, suhu CO₂ sebelum dilakukan pencampuran adalah 40 $^{\circ}$ C, tekanan penginjeksian campuran minyak mentah ringan dengan CO₂ sebesar 350 psi, suhu penginjeksian campuran minyak mentah ringan dengan CO₂ sebesar 38,78 $^{\circ}$ C menghasilkan debit (*volumetric flowrate*) sebesar 0,00287 m³/s, keluaran tekanan sebesar 346,06 psi dan keluaran suhu sebesar 32,622 $^{\circ}$ C, dengan persentase persentase kondisi pencampuran yang sudah sesuai adalah 61,43%, hal tersebut sudah mencukupi syarat pencampuran antara CO₂ dengan minyak mentah yang terdapat pada formasi batuan, dimana kondisi pencampuran CO₂ akan bercampur dengan minyak mentah ringan selama melalui formasi batuan harus memiliki tekanan 200 psi diatas MMP (*Minimum Miscible Pressure*), nilai MMP berdasarkan buku yang dibaca penulis adalah 100 psi, dan suhu

yang dimiliki pencampuran minyak mentah ringan dengan CO₂ selama melalui formasi batuan adalah diatas suhu kritis dari CO₂ yaitu 31,01°C.

Pada Tabel Pengaruh tekanan masukkan terhadap debit, keluaran tekanan, dan keluaran suhu yang terdapat di lampiran, didapatkan bahwa dengan kecepatan $1e^{-5}$ m/s, lamanya waktu penginjeksian selama 8760 jam atau setara dengan satu tahun, tekanan awal minyak mentah ringan dengan formasi batuan sebesar 661,3155 psi, suhu awal minyak mentah ringan dengan formasi batuan adalah 30°C, tekanan CO₂ sebelum dilakukan pencampuran adalah 320 psi, suhu CO₂ sebelum dilakukan pencampuran adalah 40°C, tekanan penginjeksian campuran minyak mentah ringan dengan CO₂ sebesar 320 psi, suhu penginjeksian campuran minyak mentah ringan dengan CO₂ sebesar 38,22°C, dengan debit (*volumetric flowrate*) sebesar 0,007m³/s, keluaran tekanan sebesar 310,01 psi dan keluaran suhu sebesar 36,780°C, dengan persentase kondisi pencampuran yang sudah sesuai adalah 85% . Hasil di atas didapatkan dengan pengkondisian formasi batuan seperti pada BAB III subbab 3.3 sedangkan properti campuran minyak mentah ringan berubah seiring dengan perubahan tekanan awal CO₂, dengan properti campuran adalah sebagai berikut.

- Viskositi dinamik = $1,405e^{-3}$ (Pa.s)
- Rasio dari panas spesifik = 1,28
- Kapasitas panas pada tekanan tetap = 1541,27 (J/kg.K)
- Densiti = 925,413 (kg/m³)
- Konduktivitas Panas = $9,007e^{-2}$ (W/m.K)

Pada Tabel Pengaruh suhu masukkan terhadap debit, keluaran tekanan, dan keluaran suhu yang terdapat di lampiran, didapatkan bahwa dengan kecepatan $1e^{-5}$ m/s, lamanya waktu penginjeksian selama 8760 jam atau setara dengan satu tahun, tekanan awal minyak mentah ringan dengan formasi batuan sebesar 661,3155 psi, suhu awal minyak mentah ringan dengan

formasi batuan adalah 30°C, tekanan CO₂ sebelum dilakukan pencampuran adalah 350 psi, suhu CO₂ sebelum dilakukan pencampuran adalah 30°C, tekanan penginjeksian campuran minyak mentah ringan dengan CO₂ sebesar 350 psi, suhu penginjeksian campuran minyak mentah ringan dengan CO₂ sebesar 35,84°C, dengan debit (*volumetric flowrate*) sebesar 0,007m³/s, keluaran tekanan sebesar 340,06 psi dan keluaran suhu sebesar 34,847°C, dengan persentase kondisi pencampuran yang sudah sesuai adalah 79,14%. Hasil di atas didapatkan dengan pengkondisian formasi batuan seperti yang tertera pada BAB III, subbab 3.3 sedangkan properti campuran minyak mentah ringan berubah seiring dengan perubahan tekanan awal CO₂, dengan properti campuran adalah sebagai berikut.

- Viskositi dinamik = $1,398e^{-3}$ (Pa.s)
- Rasio dari panas spesifik = 1,28
- Kapasitas panas pada tekanan tetap = 1550,21 (J/kg.K)
- Densiti = 925,413 (kg/m³)
- Konduktivitas Panas = $8,757e^{-2}$ (W/m.K)

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis data yang telah dilakukan, didapatkan beberapa kesimpulan dari tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

- Simulasi formasi batuan *sandstone* telah berhasil menunjukkan kondisi nyata pada formasi batuan lapangan minyak dan gas yang sesungguhnya.
- Simulasi penginjeksian CO₂ EOR ke dalam formasi batuan *sandstone* telah berhasil menunjukkan kondisi nyata di lapangan minyak dan gas sesungguhnya.
- Hasil analisis karakteristik formasi batuan telah menunjukkan bahwa dengan sifat (*properties*) formasi batuan yang telah dijelaskan pada BAB III Metodologi Penelitian dan dilakukan penginjeksian seperti yang dijelaskan pada BAB IV Analisis Data dan Pembahasan, telah dapat mencampur minyak mentah dengan CO₂ untuk usaha peningkatan perolehan minyak mentah.

5.2 Saran

Saran untuk penelitian-penelitian berikutnya yang memiliki topik sejenis atau tidak jauh dari penelitian yang dilakukan penulis pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

- a. Mengaplikasikan teknik pemodelan yang telah dilakukan penulis pada tugas akhir ini pada lapangan minyak dan gas yang sesungguhnya, yaitu dengan cara bekerja sama dengan perusahaan Minyak dan Gas dalam melakukan penelitian, untuk memodelkan lapangan minyak dan gas pada perusahaan tersebut dan didapatkan data yang nyata pada lapangan minyak dan gas.
- b. Mempersiapkan penelitian dengan lebih matang dari segi keilmuan dan waktu pengerjaan penelitian, dengan begitu

calon peneliti berikutnya akan memiliki waktu untuk menyelesaikan segala hal yang berhubungan dengan administrasi untuk bekerja sama dengan perusahaan terkait dan masih memiliki waktu untuk melakukan penelitian mengenai penelitian sejenis.

- c. Penelitian tentang *Enhanced Oil Recovery*(EOR)masih belum terlalu banyak dilakukan, terutama di Indonesia. Sehingga, penelitian yang dilakukan penulis ini masih dapat dikembangkan lagi.

LAMPIRAN

LAMPIRAN A. Hasil Keluaran Tekanan dan Temperatur Pada Perangkat Lunak COMSOL

Tabel A.1 Keluaran tekanan, suhu, dan debit berdasarkan panjang formasi batuan

No	Panjang (m)	Debit (m ³ /s)	Luas Alas (m ²)	Tekanan Keluaran (psi)	Suhu Keluaran (°C)
1	100	0,007	1828	340,38	37,271
2	98	0,00686	1792	340,57	37,324
3	96	0,00672	1756	340,77	37,365
4	94	0,00658	1720	340,96	37,375
5	92	0,00644	1684	341,15	37,366
6	90	0,0063	1648	341,34	37,384
7	88	0,00616	1612	341,53	37,389
8	86	0,00602	1576	341,73	37,422
9	84	0,00588	1540	341,92	37,414
10	82	0,00574	1504	342,11	37,424
11	80	0,0056	1468	342,30	37,393
12	78	0,00546	1432	342,50	37,392
13	76	0,00532	1396	342,69	37,493
14	74	0,00518	1360	342,88	37,695
15	72	0,00504	1324	343,07	37,717
16	70	0,0049	1288	343,27	37,527
17	68	0,00476	1252	343,46	37,742
18	66	0,00462	1216	343,65	37,746
19	64	0,00448	1180	343,84	38,026
20	62	0,00434	1144	344,04	37,905
21	60	0,0042	1108	344,23	38,074
22	58	0,00406	1072	344,42	38,457
23	56	0,00392	1036	344,61	38,486

Tabel A.1 (lanjutan)

24	54	0,00378	1000	344,81	38,332
25	52	0,00364	964	345,00	38,380
26	50	0,0035	928	345,19	38,410
27	48	0,00336	892	345,38	38,401
28	46	0,00322	856	345,58	38,454
29	44	0,00308	820	345,77	38,498
30	42	0,00294	784	345,96	38,55

Tabel A.2 Keluaran tekanan dan suhu berdasarkan permeabiliti batuan

No	Permeabiliti (m2)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Temperatur (°C)
1	2,04E-12	253,81	37,271
2	4,08E-12	301,90	37,271
3	8,16E-12	325,95	37,271
4	1,63E-11	337,96	37,271
5	3,26E-11	343,98	37,271
6	6,53E-11	346,99	37,271
7	1,31E-10	348,50	37,282
8	2,61E-10	349,25	37,282
9	5,22E-10	349,62	37,282
10	1,04E-09	349,81	37,282
11	2,09E-09	349,91	37,282
12	4,18E-09	349,95	37,386
13	8,36E-09	349,98	37,390
14	1,67E-08	349,99	37,396
15	3,34E-08	349,99	37,387
16	6,68E-08	350,00	37,369
17	1,34E-07	350,00	37,369
18	2,67E-07	350,00	37,369
19	5,35E-07	350,00	37,369

Tabel A.2 (lanjutan)

20	1,07E-06	350,00	37,369
21	2,14E-06	350,00	37,369
22	4,28E-06	350,00	37,369
23	8,56E-06	350,00	37,369
24	1,71E-05	350,00	37,369
25	3,42E-05	350,00	37,369
26	6,85E-05	350,00	37,369
27	0,000137	350,00	37,369
28	0,000274	350,00	37,369
29	0,000548	350,00	37,369
30	0,001095	350,00	37,369

Tabel A.3 Pengaruh kecepatan masukan terhadap debit, keluaran tekanan, dan keluaran suhu

No	Kecepatan Masukan (m/s)	Luas Alas (m ²)	Debit (m ³ /s)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Suhu (°C)
1	1,00,E-07	700	0,00007	349,90	30,000
2	1,10,E-06	700	0,00077	348,94	30,000
3	2,10,E-06	700	0,00147	347,98	30,059
4	3,10,E-06	700	0,00217	347,02	30,847
5	4,10,E-06	700	0,00287	346,06	32,622
6	5,10,E-06	700	0,00357	345,09	34,307
7	6,10,E-06	700	0,00427	344,13	35,605
8	7,10,E-06	700	0,00497	343,17	36,482
9	8,10,E-06	700	0,00567	342,21	36,948
10	9,10,E-06	700	0,00637	341,25	37,163
11	1,01,E-05	700	0,00707	340,28	37,280
12	1,11,E-05	700	0,00777	339,32	37,456
13	1,21,E-05	700	0,00847	338,36	37,583
14	1,31,E-05	700	0,00917	337,40	37,642
15	1,41,E-05	700	0,00987	336,44	37,694

Tabel A.3 (lanjutan)

16	1,51,E-05	700	0,01057	335,47	37,724
17	1,61,E-05	700	0,01127	334,51	37,781
18	1,71,E-05	700	0,01197	333,55	37,750
19	1,81,E-05	700	0,01267	332,59	37,788
20	1,91,E-05	700	0,01337	331,63	37,824
21	2,01,E-05	700	0,01407	330,66	37,903
22	2,11,E-05	700	0,01477	329,70	37,926
23	2,21,E-05	700	0,01547	328,74	37,947
24	2,31,E-05	700	0,01617	327,78	37,967
25	2,41,E-05	700	0,01687	326,82	37,921
26	2,51,E-05	700	0,01757	325,86	38,002
27	2,61,E-05	700	0,01827	324,89	38,020
28	2,71,E-05	700	0,01897	323,93	38,036
29	2,81,E-05	700	0,01967	322,97	38,051
30	2,91,E-05	700	0,02037	322,01	38,059

Tabel A.4 Pengaruh konduktivitas panas terhadap keluaran tekanan dan keluaran suhu

No	Konduktivitas Panas (W/m.K)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Temperatur (°C)
1	7,2E+00	340,38	30,632
2	3,6E+00	340,38	31,741
3	1,8E+00	340,38	33,534
4	9,0E-01	340,38	35,104
5	4,5E-01	340,38	36,115
6	2,3E-01	340,38	36,666
7	1,1E-01	340,38	37,015
8	5,6E-02	340,38	37,178
9	2,8E-02	340,38	37,264
10	1,4E-02	340,38	37,307
11	7,0E-03	340,38	37,328

Tabel A.4 (lanjutan)

12	3,5E-03	340,38	37,339
13	1,8E-03	340,38	37,344
14	8,8E-04	340,38	37,347
15	4,4E-04	340,38	37,348
16	2,2E-04	340,38	37,349
17	1,1E-04	340,38	37,349
18	5,5E-05	340,38	37,350
19	2,7E-05	340,38	37,350
20	1,4E-05	340,38	37,350
21	6,9E-06	340,38	37,350
22	3,4E-06	340,38	37,350
23	1,7E-06	340,38	37,350
24	8,6E-07	340,38	37,350
25	4,3E-07	340,38	37,350
26	2,1E-07	340,38	37,350
27	1,1E-07	340,38	37,350
28	5,4E-08	340,38	37,350
29	2,7E-08	340,38	37,350
30	1,3E-08	340,38	37,350

Tabel A.5 Pengaruh porositi terhadap keluaran tekanan dan keluaran suhu

No	Porositi (%)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Temperatur (°C)
1	0,98	340,38	37,408
2	0,95	340,38	37,420
3	0,92	340,38	37,430
4	0,89	340,38	37,439
5	0,86	340,38	37,446
6	0,83	340,38	37,452
7	0,80	340,38	37,586

Tabel A.5 (lanjutan)

8	0,77	340,38	37,584
9	0,74	340,38	37,580
10	0,71	340,38	37,574
11	0,68	340,38	37,567
12	0,65	340,38	37,558
13	0,62	340,38	37,547
14	0,59	340,38	37,534
15	0,56	340,38	37,520
16	0,53	340,38	37,505
17	0,50	340,38	37,488
18	0,47	340,38	37,469
19	0,44	340,38	37,450
20	0,41	340,38	37,429
21	0,38	340,38	37,406
22	0,35	340,38	37,383
23	0,32	340,38	37,359
24	0,29	340,38	37,334
25	0,26	340,38	37,307
26	0,23	340,38	37,280
27	0,20	340,38	37,252
28	0,17	340,38	37,285
29	0,14	340,38	37,265
30	0,11	340,38	37,244

Tabel A.6 Pengaruh lamanya waktu penginjeksian CO₂ dengan minyak ringan terhadap tekanan dan suhu

No	Lama Penginjeksian (Bulan)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Temperatur (°C)
1	0,00056	340,38	30,000
2	0,00278	340,38	30,000
3	0,00557	340,38	30,000

Tabel A.6 (lanjutan)

4	0,00833	340,38	30,000
5	0,01667	340,38	30,000
6	0,03333	340,38	30,000
7	0,06667	340,38	30,000
8	0,13333	340,38	30,000
9	0,26667	340,38	30,000
10	0,53333	340,38	30,000
11	0,66667	340,38	30,000
12	0,8	340,38	30,000
13	5,6	340,38	30,000
14	24	340,38	30,000
15	144	340,38	34,614
16	292	340,38	37,271
17	432	340,38	37,337
18	576	340,38	37,338
19	720	340,38	37,316
20	864	340,38	37,316
21	1008	340,38	37,317
22	1152	340,38	37,317
23	1296	340,38	37,318
24	1440	340,38	37,321
25	1584	340,38	37,323
26	1728	340,38	37,324
27	1872	340,38	37,325
28	2016	340,38	37,325
29	2160	340,38	37,326
30	2304	340,38	37,326

Tabel A.7 Pengaruh perubahan nilai densiti formasi batuan terhadap tekanan dan suhu keluaran

No	Densiti (kg/m ³)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Temperatur (°C)
1	2000	340,38	37,342
2	2020	340,38	37,341
3	2040	340,38	37,340
4	2060	340,38	37,339
5	2080	340,38	37,338
6	2100	340,38	37,337
7	2120	340,38	37,337
8	2140	340,38	37,336
9	2160	340,38	37,335
10	2180	340,38	37,334
11	2200	340,38	37,333
12	2220	340,38	37,332
13	2240	340,38	37,331
14	2260	340,38	37,330
15	2280	340,38	37,329
16	2300	340,38	37,328
17	2320	340,38	37,326
18	2340	340,38	37,325
19	2360	340,38	37,324
20	2380	340,38	37,323
21	2400	340,38	37,269
22	2420	340,38	37,269
23	2440	340,38	37,269
24	2460	340,38	37,270
25	2480	340,38	37,270
26	2500	340,38	37,271
27	2520	340,38	37,271
28	2540	340,38	37,271
29	2560	340,38	37,271
30	2580	340,38	37,272

Tabel A.8 Pengaruh kapasitas panas formasi batuan terhadap tekanan dan suhu

No	Kapasitas Panas Batuan (J/kg.K)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Temperatur (°C)
1	800	340,38	37,334
2	805	340,38	37,333
3	810	340,38	37,333
4	815	340,38	37,332
5	820	340,38	37,332
6	825	340,38	37,331
7	830	340,38	37,330
8	835	340,38	37,330
9	840	340,38	37,329
10	845	340,38	37,328
11	850	340,38	37,328
12	855	340,38	37,327
13	860	340,38	37,326
14	865	340,38	37,326
15	870	340,38	37,324
16	875	340,38	37,323
17	880	340,38	37,269
18	885	340,38	37,269
19	890	340,38	37,269
20	895	340,38	37,270
21	900	340,38	37,270
22	905	340,38	37,270
23	910	340,38	37,270
24	915	340,38	37,270
25	920	340,38	37,271
26	925	340,38	37,271
27	930	340,38	37,271
28	935	340,38	37,271
29	940	340,38	37,271
30	945	340,38	37,271

Tabel A.9 Pengaruh kondisi awal tekanan formasi batuan dan minyak mentah ringan terhadap tekanan dan suhu

No	Tekanan Minyak Tapis (psi)	Suhu Minyak Tapis (°C)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Suhu (°C)	Debit (m ³ /s)
1	45	30	26,42	24,207	0,007
2	70	30	53,10	25,455	0,007
3	95	30	79,30	26,728	0,007
4	120	30	105,26	27,825	0,007
5	145	30	131,07	28,913	0,007
6	170	30	156,78	29,951	0,007
7	195	30	182,40	30,951	0,007
8	220	30	207,98	31,930	0,007
9	245	30	233,50	32,888	0,007
10	270	30	258,98	33,776	0,007
11	295	30	284,43	34,687	0,007
12	320	30	309,84	35,578	0,007
13	345	30	335,22	36,473	0,007
14	370	30	340,30	36,692	0,007
15	395	30	340,31	36,742	0,007
16	420	30	340,32	36,791	0,007
17	445	30	340,32	36,841	0,007
18	470	30	340,33	36,891	0,007
19	495	30	340,34	36,940	0,007
20	520	30	340,35	36,990	0,007
21	545	30	340,35	37,039	0,007
22	570	30	340,35	37,089	0,007
23	595	30	340,36	37,139	0,007
24	620	30	340,37	37,188	0,007
25	645	30	340,37	37,238	0,007
26	670	30	340,38	37,287	0,007
27	695	30	340,39	37,337	0,007

Tabel A.9 (lanjutan)

28	720	30	340,39	37,386	0,007
29	745	30	340,40	37,436	0,007
30	770	30	340,41	37,486	0,007

Tabel A.10 Pengaruh perubahan kondisi awal suhu formasi batuan dan minyak mentah ringan terhadap tekanan dan suhu

No	Tekanan Minyak Tapis (psi)	Suhu Minyak Tapis (°C)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Suhu (°C)	Debit (m ³ /s)
1	661,3155	30	340,38	37,27	0,007
2	661,3155	35	340,67	40,43	0,007
3	661,3155	40	340,96	43,62	0,007
4	661,3155	45	341,25	46,86	0,007
5	661,3155	50	341,53	50,08	0,007
6	661,3155	55	341,81	53,35	0,007
7	661,3155	60	342,07	56,64	0,007
8	661,3155	65	342,34	59,99	0,007
9	661,3155	70	342,59	63,36	0,007
10	661,3155	75	342,83	66,73	0,007
11	661,3155	80	343,07	70,04	0,007
12	661,3155	85	343,30	73,43	0,007
13	661,3155	90	343,52	76,84	0,007
14	661,3155	95	343,73	80,31	0,007
15	661,3155	100	343,93	83,75	0,007
16	661,3155	105	344,13	87,21	0,007
17	661,3155	110	344,31	90,67	0,007
18	661,3155	115	344,49	94,14	0,007
19	661,3155	120	344,83	97,62	0,007
20	661,3155	125	344,83	101,09	0,007
21	661,3155	130	344,99	104,59	0,007
22	661,3155	135	345,14	108,09	0,007

Tabel A.10 (lanjutan)

23	661,3155	140	345,29	112,34	0,007
24	661,3155	145	345,43	115,90	0,007
25	661,3155	150	345,56	119,45	0,007
26	661,3155	155	345,68	122,96	0,007
27	661,3155	160	345,81	126,34	0,007
28	661,3155	165	345,92	129,89	0,007
29	661,3155	170	346,03	133,46	0,007
30	661,3155	175	346,14	136,37	0,007

Tabel A.11 Pengaruh tekanan masukan formasi batuan terhadap tekanan dan suhu

No	Tekanan CO ₂ (psi)	Suhu CO ₂ (°C)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Suhu (°C)	Debit (m ³ /s)
1	200	40	188,26	34,652	0,007
2	210	40	198,43	34,847	0,007
3	220	40	208,60	35,034	0,007
4	230	40	218,75	35,221	0,007
5	240	40	228,91	35,401	0,007
6	250	40	239,06	35,580	0,007
7	260	40	249,21	35,751	0,007
8	270	40	259,35	35,931	0,007
9	280	40	269,48	36,103	0,007
10	290	40	279,62	36,276	0,007
11	300	40	289,75	36,442	0,007
12	310	40	299,88	36,615	0,007
13	320	40	310,01	36,780	0,007
14	330	40	320,14	36,947	0,007
15	340	40	330,26	37,105	0,007
16	350	40	340,38	37,27	0,007
17	360	40	350,49	37,430	0,007
18	370	40	360,61	37,597	0,007

Tabel A.11 (lanjutan)

19	380	40	371,27	37,970	0,007
20	390	40	381,37	38,129	0,007
21	400	40	391,46	38,280	0,007
22	410	40	401,56	38,431	0,007
23	420	40	411,65	38,584	0,007
24	430	40	421,74	38,735	0,007
25	440	40	431,83	38,960	0,007
26	450	40	441,92	39,106	0,007
27	460	40	452,01	39,260	0,007
28	470	40	462,09	39,405	0,007
29	480	40	472,18	39,551	0,007
30	490	40	482,26	39,697	0,007

Tabel A.12 Pengaruh suhu masukkan formasi batuan terhadap tekanan dan suhu

No	Tekanan CO ₂ (psi)	Suhu CO ₂ (°C)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Suhu (°C)	Debit (m ³ /s)
1	350	30	340,06	34,847	0,007
2	350	32	340,12	35,336	0,007
3	350	34	340,19	35,815	0,007
4	350	36	340,25	36,295	0,007
5	350	38	340,32	36,783	0,007
6	350	40	340,38	37,27	0,007
7	350	42	340,44	37,758	0,007
8	350	44	340,50	38,238	0,007
9	350	46	340,57	38,797	0,007
10	350	48	340,63	39,280	0,007
11	350	50	340,69	39,771	0,007
12	350	52	340,75	40,254	0,007
13	350	54	340,81	40,764	0,007
14	350	56	340,87	41,228	0,007

Tabel A.12 (lanjutan)

15	350	58	340,93	41,720	0,007
16	350	60	340,99	42,202	0,007
17	350	62	341,05	42,683	0,007
18	350	64	341,11	43,166	0,007
19	350	66	341,16	43,656	0,007
20	350	68	341,23	44,162	0,007
21	350	70	341,28	44,645	0,007
22	350	72	341,34	45,128	0,007
23	350	74	341,40	45,612	0,007
24	350	76	341,45	46,095	0,007
25	350	78	341,51	46,494	0,007
26	350	80	341,56	46,975	0,007
27	350	82	341,62	47,456	0,007
28	350	84	341,67	47,937	0,007
29	350	86	341,73	48,418	0,007
30	350	88	341,78	48,899	0,007

LAMPIRAN B. Data Perubahan Tekanan Awal Formasi Batuan dan Minyak Mentah Ringan

No	HYSYS		Data HYSYS yang Dimasukkan ke COMSOL						Keluaran COMSOL	
	Tekanan Minyak Ringan (psi)	Suhu Minyak Ringan (°C)	Tekanan Campuran (psi)	Suhu Campuran (°C)	Viskositi Dinamik (Pa.s)	Kapasitas Panas Campuran (J/kg.K)	Densiti Campuran (kg/m ³)	Konduktivitas Panas (W/m.K)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Suhu (°C)
1	45	30	45	22,59	2,613,E-03	1410,82	925,413	1,145,E-01	26,42	24,207
2	70	30	70	24,22	2,377,E-03	1425,10	925,413	1,121,E-01	53,10	25,455
3	95	30	95	25,87	2,208,E-03	1437,63	925,413	1,097,E-01	79,30	26,728
4	120	30	120	27,32	2,073,E-03	1449,43	925,413	1,073,E-01	105,26	27,825
5	145	30	145	28,67	1,959,E-03	1460,87	925,413	1,047,E-01	131,07	28,913
6	170	30	170	29,94	1,860,E-03	1472,13	925,413	1,018,E-01	156,78	29,951
7	195	30	195	31,15	1,772,E-03	1483,30	925,413	9,822,E-02	182,40	30,951
8	220	30	220	32,33	1,691,E-03	1494,43	925,413	9,634,E-02	207,98	31,930
9	245	30	245	33,48	1,617,E-03	1505,57	925,413	9,456,E-02	233,50	32,888
10	270	30	270	34,60	1,550,E-03	1516,74	925,413	9,288,E-02	258,98	33,776
11	295	30	295	35,69	1,487,E-03	1527,96	925,413	9,130,E-02	284,43	34,687
12	320	30	320	36,76	1,429,E-03	1539,24	925,413	8,978,E-02	309,84	35,578
13	345	30	345	37,82	1,375,E-03	1550,59	925,413	8,835,E-02	335,22	36,473
14	370	30	350	38,08	1,364,E-03	1552,93	925,413	8,808,E-02	340,30	36,692
15	395	30	350	38,14	1,363,E-03	1553,01	925,413	8,809,E-02	340,31	36,742
16	420	30	350	38,20	1,362,E-03	1553,08	925,413	8,810,E-02	340,32	36,791
17	445	30	350	38,26	1,361,E-03	1553,16	925,413	8,811,E-02	340,32	36,841
18	470	30	350	38,32	1,360,E-03	1553,23	925,413	8,813,E-02	340,33	36,891
19	495	30	350	38,38	1,359,E-03	1553,31	925,413	8,814,E-02	340,34	36,940
20	520	30	350	38,44	1,358,E-03	1553,38	925,413	8,815,E-02	340,35	26,990
21	545	30	350	38,50	1,357,E-03	1553,46	925,413	8,817,E-02	340,35	37,039
22	570	30	350	38,56	1,357,E-03	1553,54	925,413	8,818,E-02	340,35	37,089
23	595	30	350	38,62	1,356,E-03	1553,61	925,413	8,819,E-02	340,36	37,139
24	620	30	350	38,68	1,355,E-03	1553,69	925,413	8,821,E-02	340,37	37,188
25	645	30	350	38,74	1,354,E-03	1553,76	925,413	8,822,E-02	340,37	37,238
26	670	30	350	38,80	1,353,E-03	1553,84	925,413	8,823,E-02	340,38	37,287
27	695	30	350	38,86	1,352,E-03	1553,92	925,413	8,824,E-02	340,39	37,337
28	720	30	350	38,92	1,351,E-03	1553,99	925,413	8,826,E-02	340,39	37,386
29	745	30	350	38,98	1,350,E-03	1554,07	925,413	8,827,E-02	340,40	37,436
30	770	30	350	39,04	1,349,E-03	1554,15	925,413	8,828,E-02	340,41	37,486
No	Tekanan Awal COMSOL	Suhu Awal Comsol	Tekanan Inlet Fluida	Suhu Inlet Fluida	Properties Fluida Campuran				Keluaran	

LAMPIRAN C. Data Perubahan Suhu Awal Formasi Batuan dan Minyak Mentah Ringan

No	HYSYS		Data HYSYS yang Dimasukkan ke COMSOL						Keluaran COMSOL	
	Tekanan Minyak Ringan (psi)	Suhu Minyak Ringan (°C)	Tekanan Campuran (psi)	Suhu Campuran (°C)	Viskositi Dinamik (Pa.s)	Kapasitas Panas Campuran (J/kg.K)	Densiti Campuran (kg/m ³)	Konduktivitas Panas (W/m.K)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Suhu (°C)
1	661,3155	30	350	38,78	1,353,E-03	1553,81	925,413	8,823,E-02	340,38	37,27
2	661,3155	35	350	41,55	1,312,E-03	1557,41	925,413	8,879,E-02	340,67	40,43
3	661,3155	40	350	44,37	1,271,E-03	1561,24	925,413	8,932,E-02	340,96	43,62
4	661,3155	45	350	47,22	1,231,E-03	1565,29	925,413	8,981,E-02	341,25	46,86
5	661,3155	50	350	50,10	1,191,E-03	1569,55	925,413	9,026,E-02	341,53	50,08
6	661,3155	55	350	53,02	1,152,E-03	1573,99	925,413	9,067,E-02	341,81	53,35
7	661,3155	60	350	55,98	1,115,E-03	1578,61	925,413	9,105,E-02	342,07	56,64
8	661,3155	65	350	58,95	1,078,E-03	1583,39	925,413	9,139,E-02	342,34	59,99
9	661,3155	70	350	61,96	1,042,E-03	1588,32	925,413	9,170,E-02	342,59	63,36
10	661,3155	75	350	64,99	1,008,E-03	1593,38	925,413	9,198,E-02	342,83	66,73
11	661,3155	80	350	68,04	9,746,E-04	1598,56	925,413	9,224,E-02	343,07	70,04
12	661,3155	85	350	71,12	9,426,E-04	1603,86	925,413	9,246,E-02	343,30	73,43
13	661,3155	90	350	74,21	9,117,E-04	1609,26	925,413	9,266,E-02	343,52	76,84
14	661,3155	95	350	77,32	8,820,E-04	1614,75	925,413	9,283,E-02	343,73	80,31
15	661,3155	100	350	80,45	8,535,E-04	1620,33	925,413	9,298,E-02	343,93	83,75
16	661,3155	105	350	83,60	8,261,E-04	1625,97	925,413	9,311,E-02	344,13	87,21
17	661,3155	110	350	86,76	7,997,E-04	1631,69	925,413	9,322,E-02	344,31	90,67
18	661,3155	115	350	89,93	7,745,E-04	1637,45	925,413	9,331,E-02	344,49	94,14
19	661,3155	120	350	93,12	7,267,E-04	1643,27	925,413	9,338,E-02	344,83	97,62
20	661,3155	125	350	96,31	7,267,E-04	1649,13	925,413	9,338,E-02	344,83	101,09
21	661,3155	130	350	99,52	7,044,E-04	1655,02	925,413	9,347,E-02	344,99	104,59
22	661,3155	135	350	102,74	6,832,E-04	1660,94	925,413	9,350,E-02	345,14	108,09
23	661,3155	140	350	105,97	6,629,E-04	1666,88	925,413	9,351,E-02	345,29	112,34
24	661,3155	145	350	109,21	6,434,E-04	1672,85	925,413	9,351,E-02	345,43	115,90
25	661,3155	150	350	112,46	6,248,E-04	1678,82	925,413	9,349,E-02	345,56	119,45
26	661,3155	155	350	115,72	6,070,E-04	1684,81	925,413	9,346,E-02	345,68	122,96
27	661,3155	160	350	118,99	5,899,E-04	1690,80	925,413	9,342,E-02	345,81	126,34
28	661,3155	165	350	122,26	5,736,E-04	1696,79	925,413	9,336,E-02	345,92	129,89
29	661,3155	170	350	125,55	5,578,E-04	1702,78	925,413	9,329,E-02	346,03	133,46
30	661,3155	175	350	128,84	5,425,E-04	1708,76	925,413	9,321,E-02	346,14	136,37
No	Tekanan Awal COMSOL	Suhu Awal Comsol	Tekanan Inlet Fluida	Suhu Inlet Fluida	Properties Fluida Campuran				Keluaran	

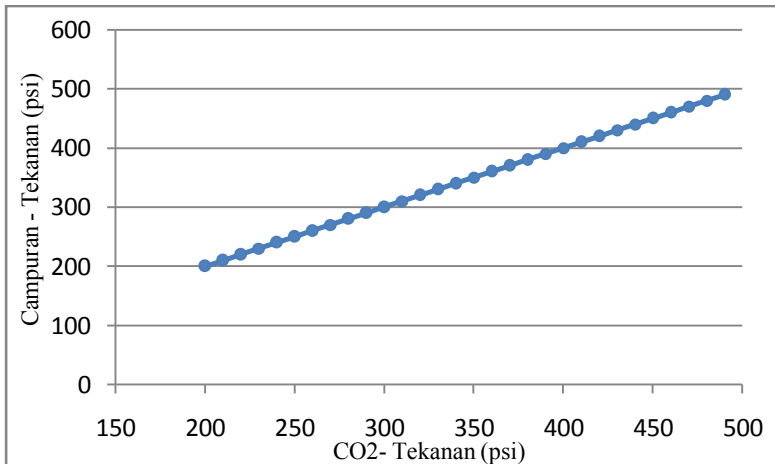
LAMPIRAN D. Data Perubahan Tekanan CO₂

No	HYSYS		Data HYSYS yang Dimasukkan ke COMSOL						Keluaran COMSOL	
	Tekanan CO ₂ (psi)	Suhu CO ₂ (°C)	Tekanan Campuran (psi)	Suhu Campuran (°C)	Viskositi Dinamik (Pa.s)	Kapasitas Panas Campuran (J/kg.K)	Densiti Campuran (kg/m ³)	Konduktivitas Panas (W/m.K)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Suhu (°C)
1	200	40	200	35,73	1,651,E-03	1493,69	925,413	9,835,E-02	188,26	34,652
2	210	40	210	35,96	1,627,E-03	1497,54	925,413	9,760,E-02	198,43	34,847
3	220	40	220	36,18	1,604,E-03	1501,41	925,413	9,686,E-02	208,60	35,034
4	230	40	230	36,40	1,582,E-03	1505,29	925,413	9,613,E-02	218,75	35,221
5	240	40	240	36,61	1,560,E-03	1509,19	925,413	9,541,E-02	228,91	35,401
6	250	40	250	36,82	1,539,E-03	1513,11	925,413	9,471,E-02	239,06	35,580
7	260	40	260	37,03	1,518,E-03	1517,05	925,413	9,401,E-02	249,21	35,751
8	270	40	270	37,24	1,498,E-03	1521,02	925,413	9,333,E-02	259,35	35,931
9	280	40	280	37,44	1,479,E-03	1525,01	925,413	9,266,E-02	269,48	36,103
10	290	40	290	37,64	1,460,E-03	1529,03	925,413	9,200,E-02	279,62	36,276
11	300	40	300	37,83	1,441,E-03	1533,08	925,413	9,134,E-02	289,75	36,442
12	310	40	310	38,03	1,423,E-03	1537,16	925,413	9,070,E-02	299,88	36,615
13	320	40	320	38,22	1,405,E-03	1541,27	925,413	9,007,E-02	310,01	36,780
14	330	40	330	38,41	1,387,E-03	1545,42	925,413	8,945,E-02	320,14	36,947
15	340	40	340	38,59	1,370,E-03	1549,60	925,413	8,883,E-02	330,26	37,105
16	350	40	350	38,78	1,353,E-03	1553,81	925,413	8,823,E-02	340,38	37,27
17	360	40	360	38,96	1,337,E-03	1558,07	925,413	8,763,E-02	350,49	37,430
18	370	40	370	39,15	1,321,E-03	1562,36	925,413	8,704,E-02	360,61	37,597
19	380	40	380	39,59	1,228,E-03	1567,19	925,413	8,665,E-02	371,27	37,970
20	390	40	390	39,77	1,214,E-03	1571,53	925,413	8,608,E-02	381,37	38,129
21	400	40	400	39,94	1,201,E-03	1575,92	925,413	8,552,E-02	391,46	38,280
22	410	40	410	40,11	1,187,E-03	1580,35	925,413	8,497,E-02	401,56	38,431
23	420	40	420	40,28	1,174,E-03	1584,83	925,413	8,442,E-02	411,65	38,584
24	430	40	430	40,45	1,162,E-03	1589,35	925,413	8,389,E-02	421,74	38,735
25	440	40	440	40,62	1,149,E-03	1593,92	925,413	8,336,E-02	431,83	38,960
26	450	40	450	40,78	1,136,E-03	1598,54	925,413	8,283,E-02	441,92	39,106
27	460	40	460	40,95	1,124,E-03	1603,20	925,413	8,232,E-02	452,01	39,260
28	470	40	470	41,11	1,112,E-03	1607,92	925,413	8,181,E-02	462,09	39,405
29	480	40	480	41,27	1,100,E-03	1612,69	925,413	8,130,E-02	472,18	39,551
30	490	40	490	41,43	1,088,E-03	1617,51	925,413	8,081,E-02	482,26	39,697
No	Tekanan Awal COMSOL	Suhu Awal Comsol	Tekanan Inlet Fluida	Suhu Inlet Fluida	Properties Fluida Campuran				Keluaran	

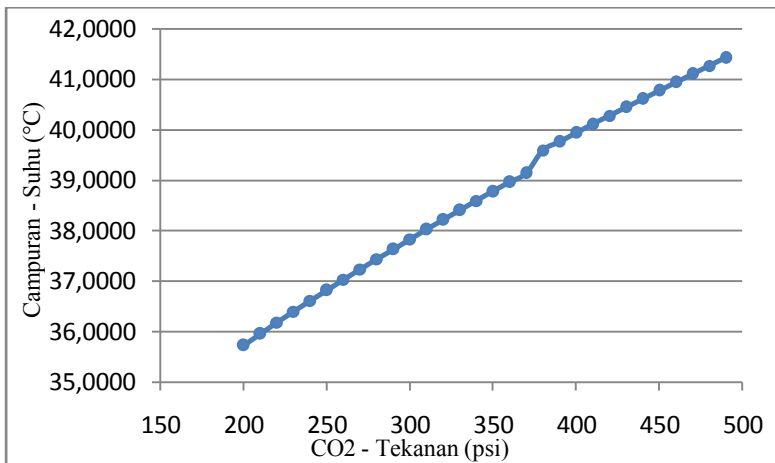
LAMPIRAN E. Data Perubahan Suhu CO₂

No	HYSYS		Data HYSYS yang Dimasukkan ke COMSOL						Keluaran COMSOL	
	Tekanan CO2 (psi)	Suhu CO2 (°C)	Tekanan Campuran (psi)	Suhu Campuran (°C)	Viskositi Dinamik (Pa.s)	Kapasitas Panas Campuran (J/kg.K)	Densiti Campuran (kg/m3)	Konduktivitas Panas (W/m.K)	Keluaran Tekanan (psi)	Keluaran Suhu (°C)
1	350	30	350	35,84	1,398,E-03	1550,21	925,413	8,757,E-02	340,06	34,847
2	350	32	350	36,43	1,389,E-03	1550,92	925,413	8,771,E-02	340,12	35,336
3	350	34	350	37,02	1,380,E-03	1551,63	925,413	8,784,E-02	340,19	35,815
4	350	36	350	37,60	1,371,E-03	1552,35	925,413	8,797,E-02	340,25	36,295
5	350	38	350	38,19	1,362,E-03	1553,08	925,413	8,810,E-02	340,32	36,783
6	350	40	350	38,78	1,353,E-03	1553,81	925,413	8,823,E-02	340,38	37,27
7	350	42	350	39,37	1,344,E-03	1554,56	925,413	8,835,E-02	340,44	37,758
8	350	44	350	39,95	1,336,E-03	1555,31	925,413	8,847,E-02	340,50	38,238
9	350	46	350	40,54	1,327,E-03	1556,08	925,413	8,859,E-02	340,57	38,797
10	350	48	350	41,12	1,318,E-03	1556,84	925,413	8,871,E-02	340,63	39,280
11	350	50	350	41,71	1,310,E-03	1557,62	925,413	8,882,E-02	340,69	39,771
12	350	52	350	42,29	1,301,E-03	1558,40	925,413	8,894,E-02	340,75	40,254
13	350	54	350	42,88	1,293,E-03	1559,20	925,413	8,905,E-02	340,81	40,764
14	350	56	350	43,46	1,284,E-03	1559,99	925,413	8,916,E-02	340,87	41,228
15	350	58	350	44,05	1,276,E-03	1560,80	925,413	8,926,E-02	340,93	41,720
16	350	60	350	44,63	1,267,E-03	1561,61	925,413	8,937,E-02	340,99	42,202
17	350	62	350	45,21	1,259,E-03	1562,43	925,413	8,947,E-02	341,05	42,683
18	350	64	350	45,79	1,251,E-03	1563,25	925,413	8,957,E-02	341,11	43,166
19	350	66	350	46,38	1,243,E-03	1564,08	925,413	8,967,E-02	341,16	43,656
20	350	68	350	46,96	1,234,E-03	1564,92	925,413	8,977,E-02	341,23	44,162
21	350	70	350	47,54	1,226,E-03	1565,76	925,413	8,986,E-02	341,28	44,645
22	350	72	350	48,12	1,218,E-03	1566,61	925,413	8,995,E-02	341,34	45,128
23	350	74	350	48,70	1,210,E-03	1567,46	925,413	9,004,E-02	341,40	45,612
24	350	76	350	49,28	1,202,E-03	1568,32	925,413	9,013,E-02	341,45	46,095
25	350	78	350	49,87	1,194,E-03	1569,19	925,413	9,022,E-02	341,51	46,494
26	350	80	350	50,45	1,187,E-03	1570,06	925,413	9,031,E-02	341,56	46,975
27	350	82	350	51,03	1,179,E-03	1570,94	925,413	9,039,E-02	341,62	47,456
28	350	84	350	51,61	1,171,E-03	1571,82	925,413	9,047,E-02	341,67	47,937
29	350	86	350	52,19	1,163,E-03	1572,71	925,413	9,056,E-02	341,73	48,418
30	350	88	350	52,77	1,156,E-03	1573,60	925,413	9,063,E-02	341,78	48,899
No	Tekanan Awal COMSOL	Suhu Awal Comsol	Tekanan Inlet Fluida	Suhu Inlet Fluida	Properties Fluida Campuran				Keluaran	

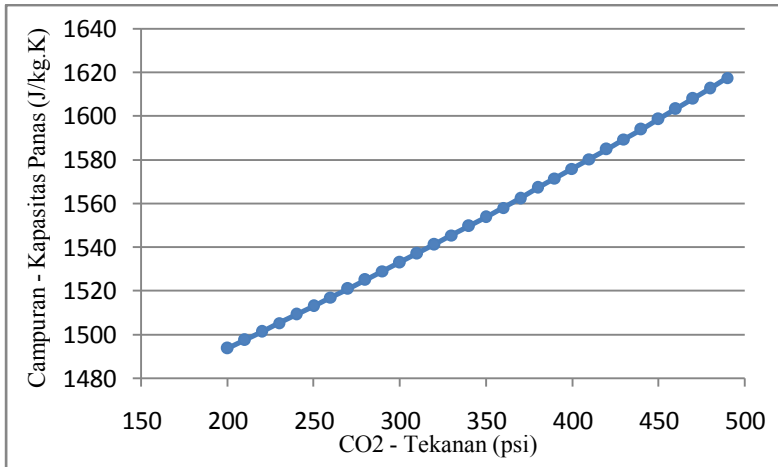
LAMPIRAN F. Gambar-gambar Grafik Perubahan Tekanan dan Suhu CO₂ Pada Perangkat Lunak HYSYS



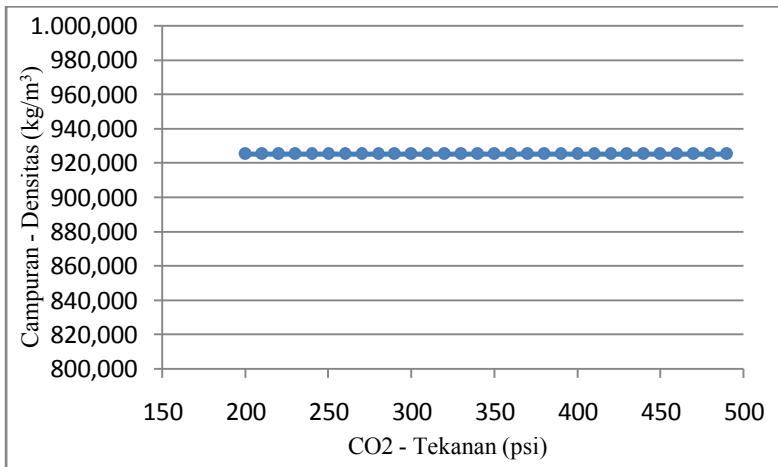
Gambar F.1 Grafik Perubahan Tekanan CO₂ Terhadap Tekanan Campuran



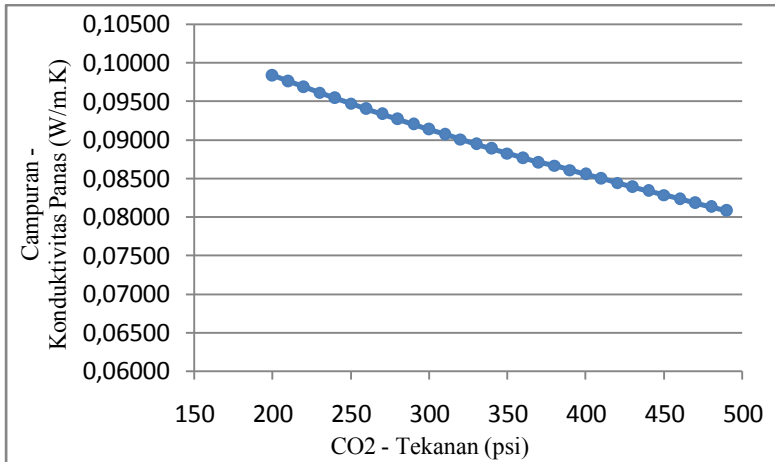
Gambar F.2 Grafik Perubahan Tekanan CO₂ Terhadap Suhu Campuran



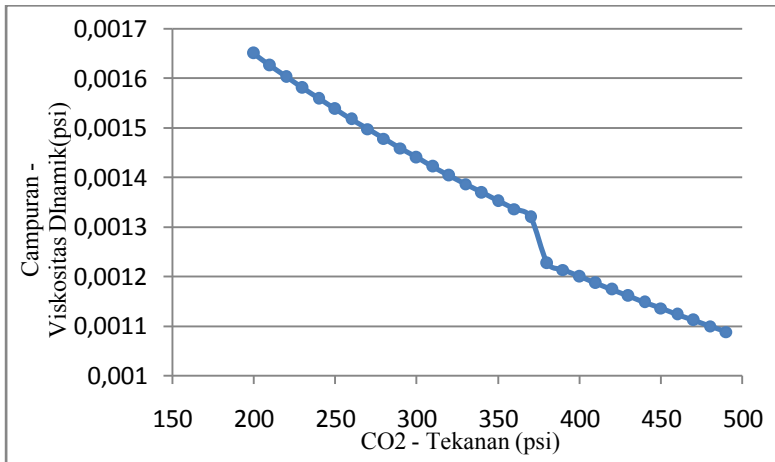
Gambar F.3 Grafik Perubahan Tekanan CO₂ Terhadap Kapasitas Panas Campuran



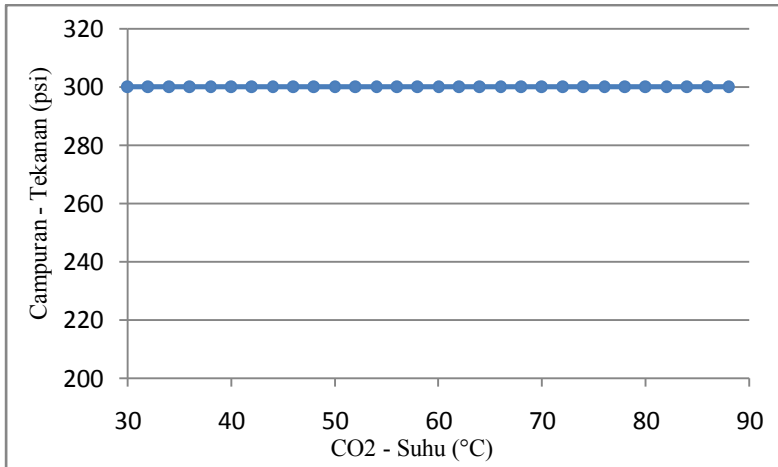
Gambar F.4 Grafik Perubahan Tekanan CO₂ Terhadap Densiti Campuran



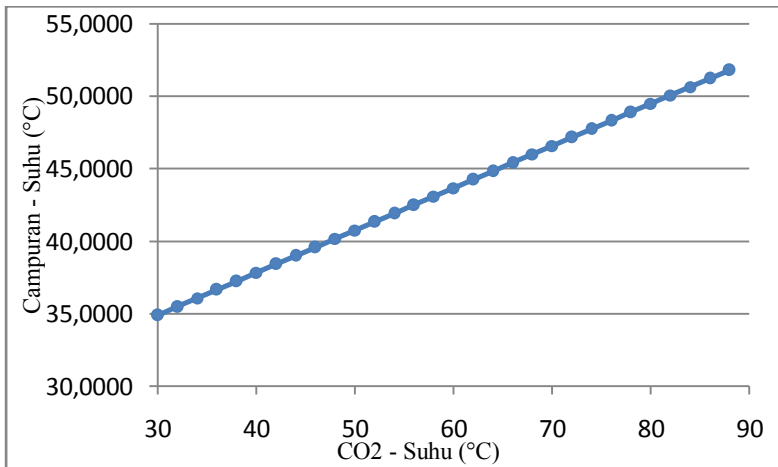
Gambar F.5 Grafik Perubahan Tekanan CO₂ Terhadap Konduktivitas Panas Campuran



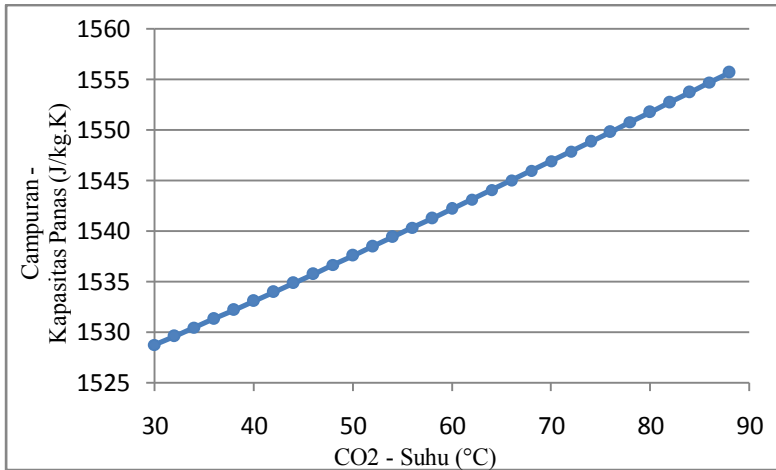
Gambar F.6 Grafik Perubahan Tekanan CO₂ Terhadap Viskositi Dinamik Campuran



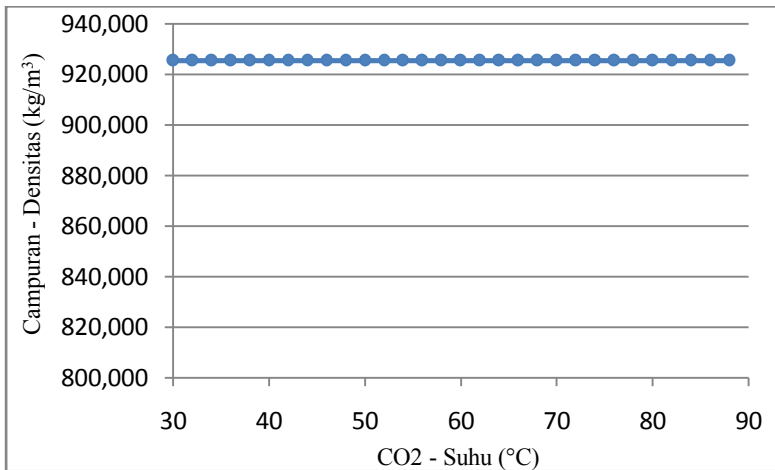
Gambar F.7 Grafik Perubahan Suhu CO₂ Terhadap Tekanan Campuran



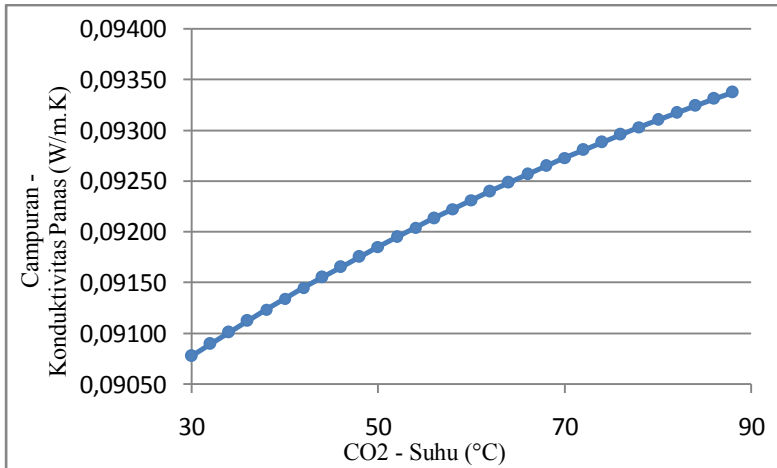
Gambar F.8 Grafik Perubahan Suhu CO₂ Terhadap Suhu Campuran



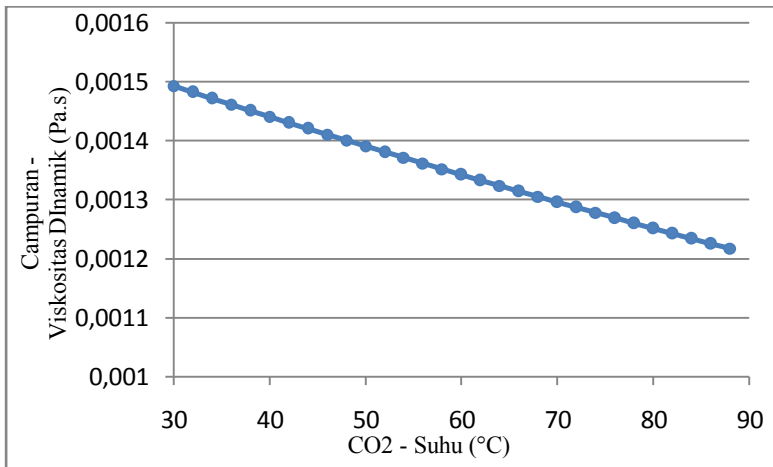
Gambar F.9 Grafik Perubahan Suhu CO₂ Terhadap Kapasitas Panas Campuran



Gambar F.10 Grafik Perubahan Suhu CO₂ Terhadap Densiti Campuran

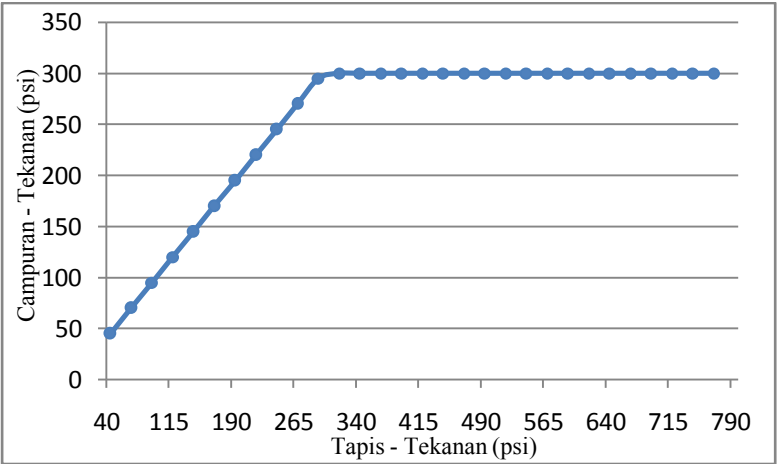


Gambar F.11 Grafik Perubahan Suhu CO₂ Terhadap Konduktivitas Panas Campuran

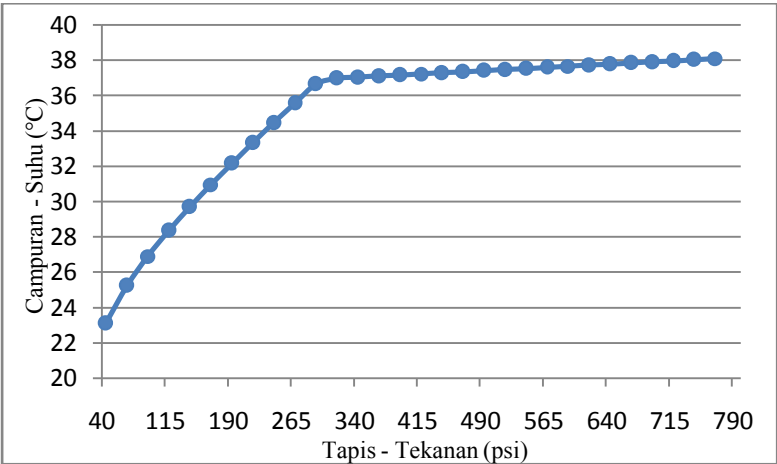


Gambar F.12 Grafik Perubahan Suhu CO₂ Terhadap Viskositi Dinamik Campuran

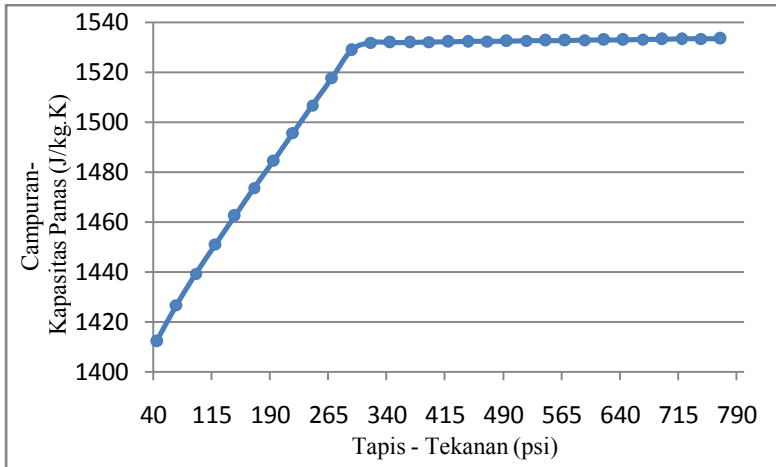
LAMPIRAN G. Gambar-gambar Grafik Perubahan Tekanan dan Suhu Minyak Ringan Pada Perangkat Lunak HYSYS



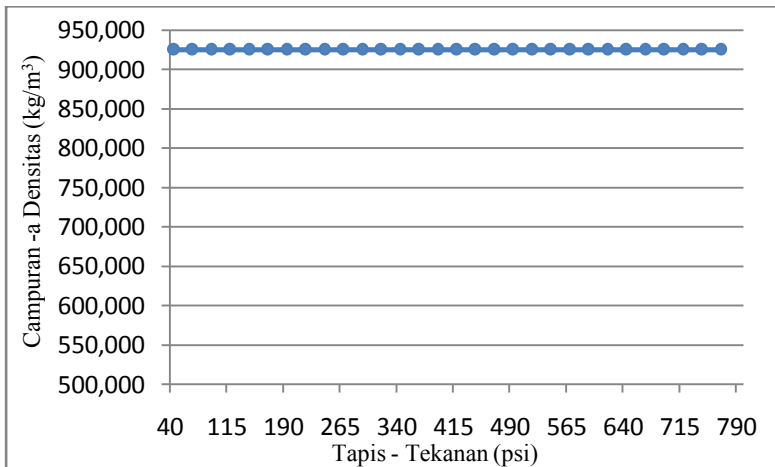
Gambar G.1 Grafik Perubahan Tekanan Minyak Ringan Terhadap Tekanan Campuran



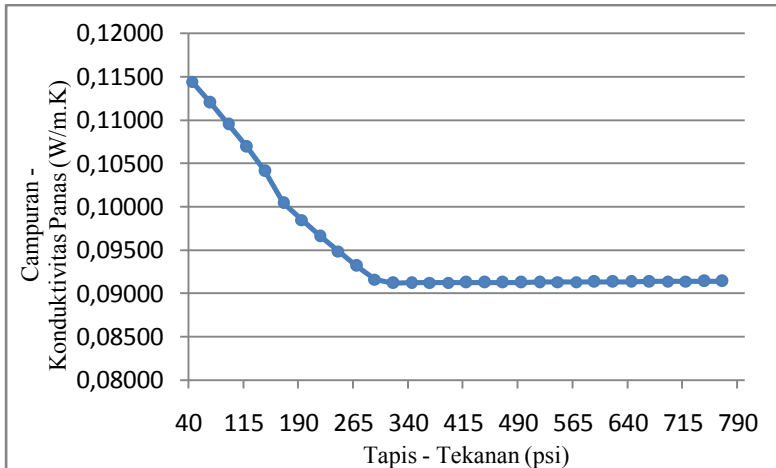
Gambar G.2 Grafik Perubahan Tekanan Minyak Ringan Terhadap Suhu Campuran



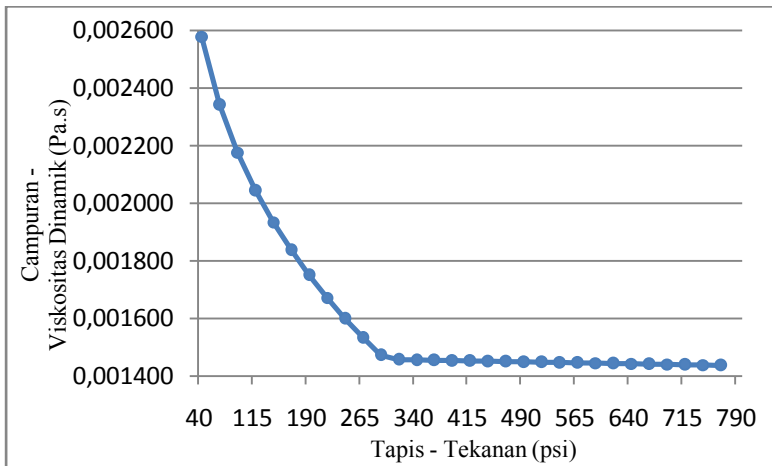
Gambar G.3 Grafik Perubahan Tekanan Minyak Ringan Terhadap Kapasitas Panas Campuran



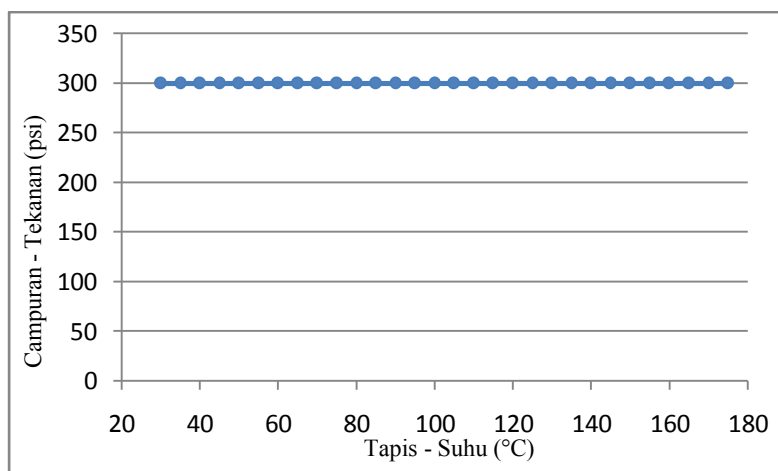
Gambar G.4 Grafik Perubahan Tekanan Minyak Ringan Terhadap Densiti Campuran



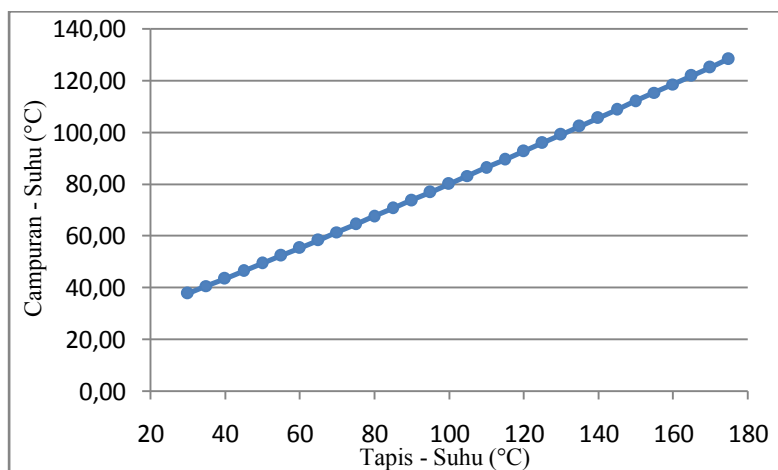
Gambar G.5 Grafik Perubahan Tekanan Minyak Ringan Terhadap Konduktivitas Panas Campuran



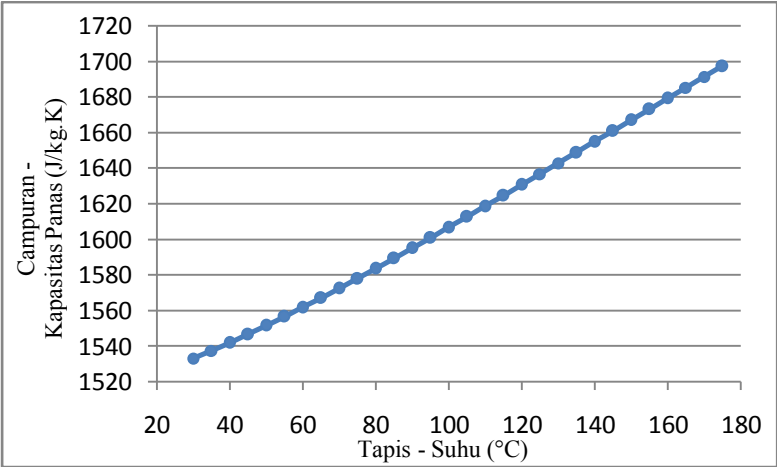
Gambar G.6 Grafik Perubahan Tekanan Minyak Ringan Terhadap Viskositi Dinamik Campuran



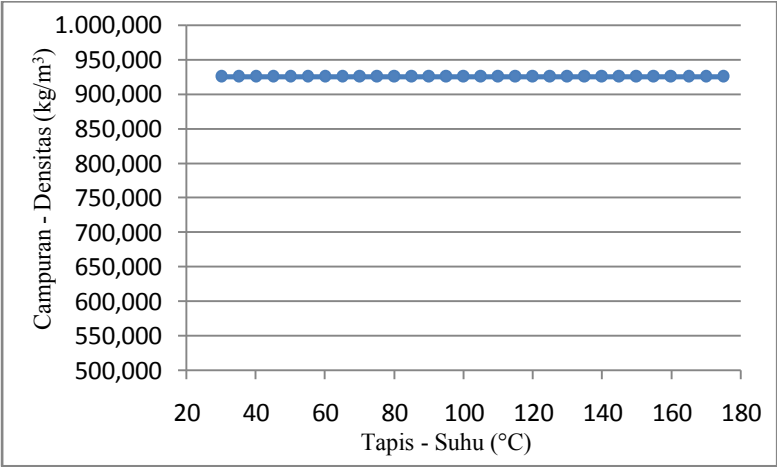
Gambar G.7 Grafik Perubahan Suhu Minyak Ringan Terhadap Tekanan Campuran



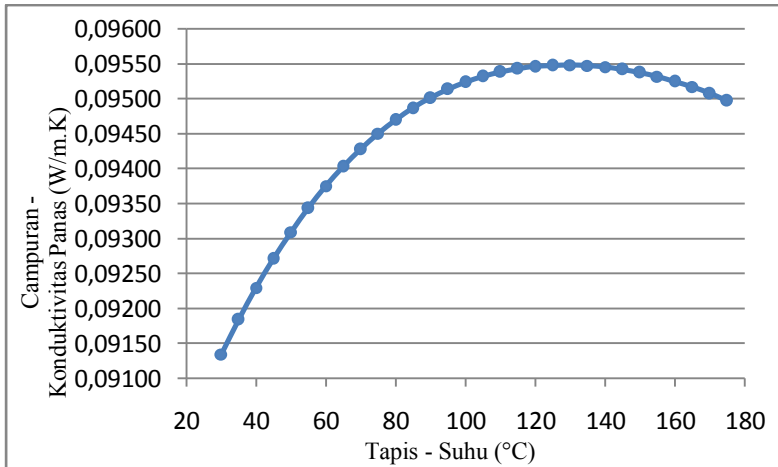
Gambar G.8 Grafik Perubahan Suhu Minyak Ringan Terhadap Suhu Campuran



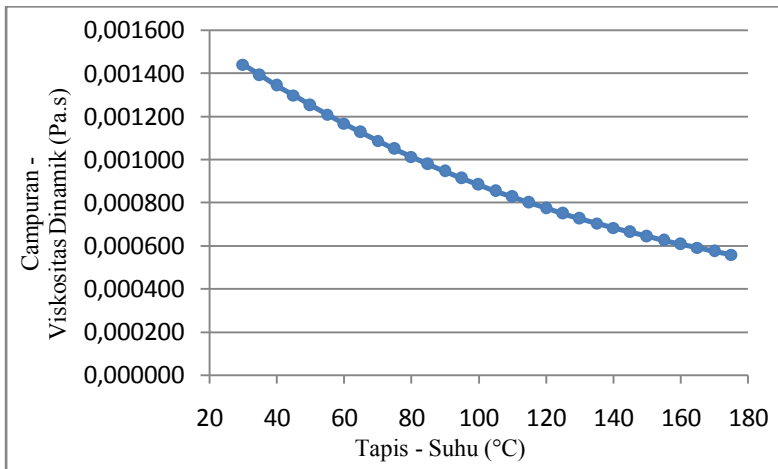
Gambar G.9 Grafik Perubahan Suhu Minyak Ringan Terhadap Kapasitas Panas Campuran



Gambar G.10 Grafik Perubahan Suhu Minyak Ringan Terhadap Densiti Campuran



Gambar G.11 Grafik Perubahan Suhu Minyak Ringan Terhadap Konduktivitas Panas Campuran

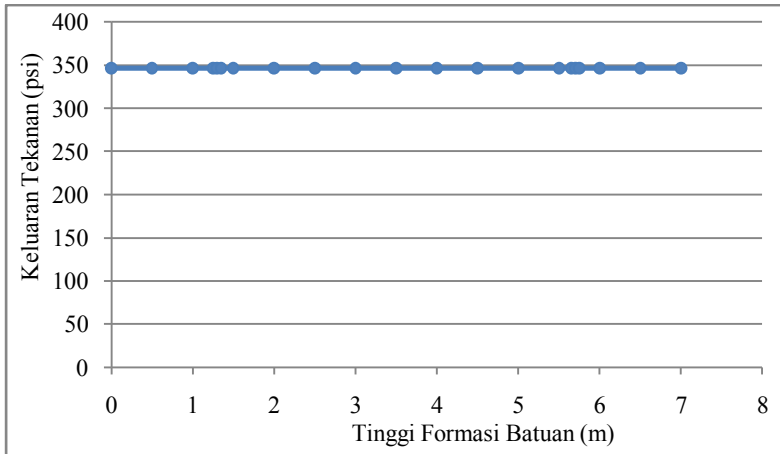


Gambar G.12 Grafik Perubahan Suhu Minyak Ringan Terhadap Viskositi Dinamik

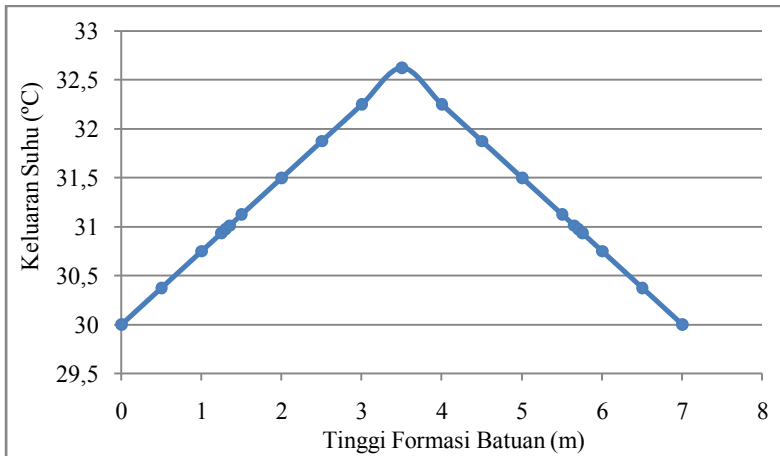
**LAMPIRAN H. Tabel dan Gambar Grafik Persentase
Kondisi Tekanan dan Suhu yang Sesuai
Dengan Prinsip Pencampuran CO₂
Dengan Minyak Mentah.**

Tabel H.1 Data pengkondisian pertama

No	Tinggi Formasi batuan (m)	Tekanan Keluaran (psi)	Suhu Keluaran (°C)
1	0	346,06	30
2	0,5	346,06	30,375
3	1	346,06	30,749
4	1,25	346,06	30,936
5	1,3	346,06	30,974
6	1,35	346,06	31,011
7	1,5	346,06	31,124
8	2	346,06	31,498
9	2,5	346,06	31,873
10	3	346,06	32,247
11	3,5	346,06	32,622
12	4	346,06	32,247
13	4,5	346,06	31,873
14	5	346,06	31,498
15	5,5	346,06	31,124
16	5,65	346,06	31,011
17	5,7	346,06	30,974
18	5,75	346,06	30,936
19	6	346,06	30,749
20	6,5	346,06	30,375
21	7	346,06	30



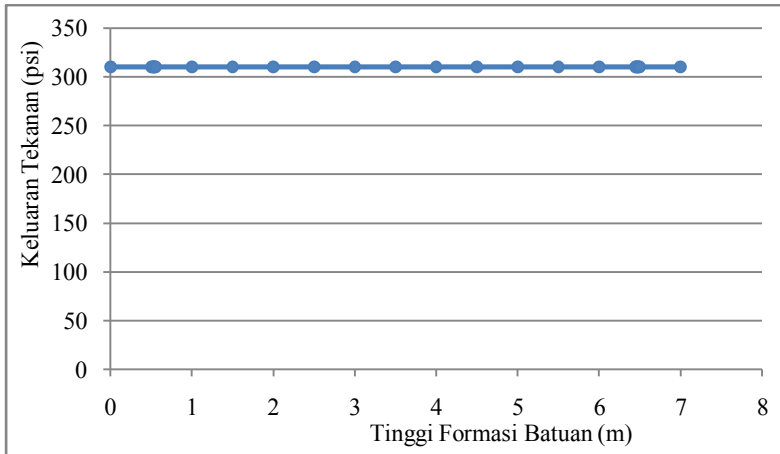
Gambar H.1 Grafik tinggi formasi batuan terhadap keluaran tekanan pada pengkondisian pertama



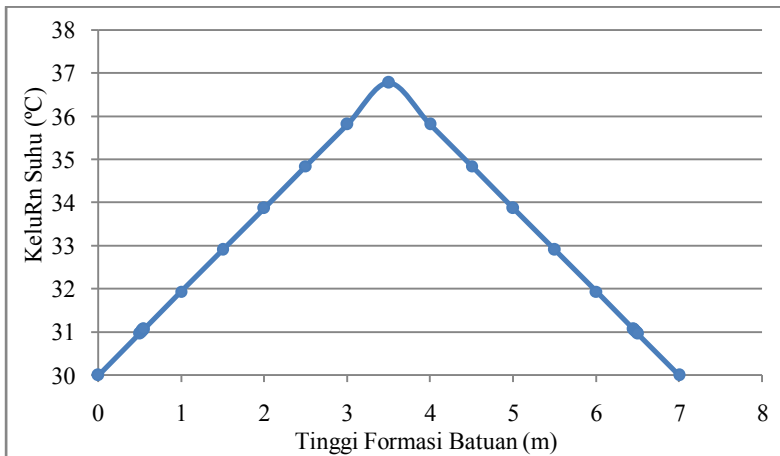
Gambar H.2 Grafik tinggi formasi batuan terhadap keluaran suhu pada pengkondisian pertama

Tabel H.2 Data pengkondisian kedua

No	Tinggi Formasi batuan (m)	Tekanan Keluaran (psi)	Suhu Keluaran (°C)
1	0	310,01	30
2	0,5	310,01	30,969
3	0,515	310,01	30,998
4	0,525	310,01	31,017
5	0,535	310,01	31,036
6	0,545	310,01	31,056
7	0,550	310,01	31,066
8	1	310,01	31,937
9	1,5	310,01	32,906
10	2	310,01	33,875
11	2,5	310,01	34,843
12	3	310,01	35,812
13	3,5	310,01	36,78
14	4	310,01	35,812
15	4,5	310,01	34,843
16	5	310,01	33,875
17	5,5	310,01	32,906
18	6	310,01	31,937
19	6,45	310,01	31,066
20	6,455	310,01	31,056
21	6,465	310,01	31,036
22	6,475	310,01	31,017
23	6,485	310,01	30,998
24	6,5	310,01	30,969
25	7	310,01	30



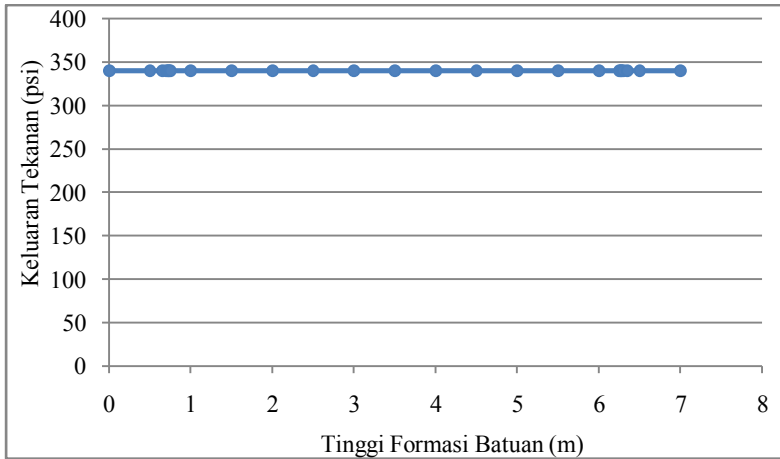
Gambar H.3 Grafik tinggi formasi batuan terhadap keluaran tekanan pada pengkondisian kedua



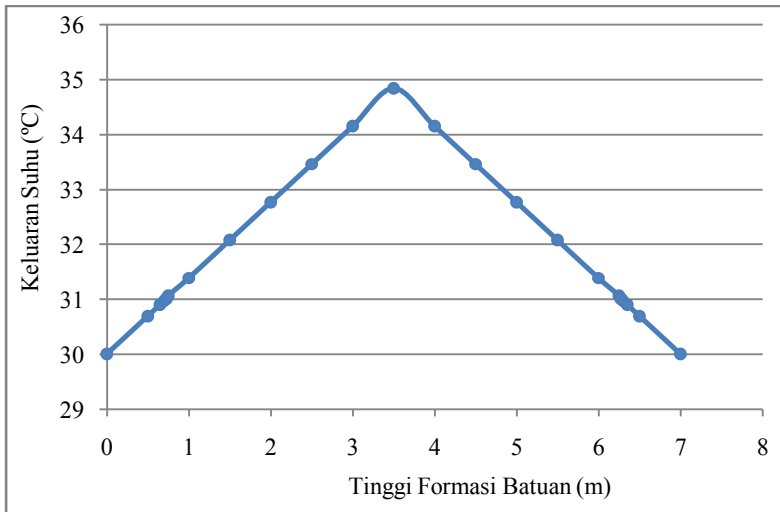
Gambar H.4 Grafik tinggi formasi batuan terhadap keluaran suhu pada pengkondisian kedua

Tabel H.3Data pengkondisian ketiga

No	Tinggi Formasi batuan (m)	Tekanan Keluaran (psi)	Suhu Keluaran (°C)
1	0	340,06	30
2	0,5	340,06	30,692
3	0,65	340,06	30,9
4	0,7	340,06	30,969
5	0,725	340,06	31,004
6	0,73	340,06	31,011
7	0,750	340,06	31,066
8	1	340,06	31,385
9	1,5	340,06	32,077
10	2	340,06	32,77
11	2,5	340,06	33,462
12	3	340,06	34,155
13	3,5	340,06	34,847
14	4	340,06	34,155
15	4,5	340,06	33,462
16	5	340,06	32,77
17	5,5	340,06	32,077
18	6	340,06	31,385
19	6,25	340,06	31,066
20	6,27	340,06	31,011
21	6,275	340,06	31,004
22	6,3	340,06	30,969
23	6,35	340,06	30,9
24	6,5	340,06	30,692
25	7	340,06	30



Gambar H.5 Grafik tinggi formasi batuan terhadap keluaran tekanan pada pengkondisian ketiga



Gambar H.6 Grafik tinggi formasi batuan terhadap keluaran suhu pada pengkondisian ketiga

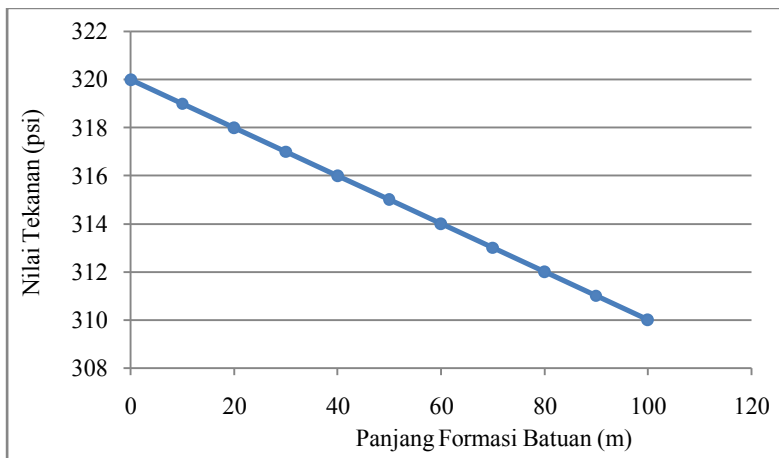
LAMPIRAN I. Tabel dan Grafik Analisis Penurunan Tekanan dan Suhu Pada Formasi Batuan

Tabel I.1 (a) Data penurunan tekanan dan suhu dan (b) delta tekanan dan suhu pada pengkondisian pertama

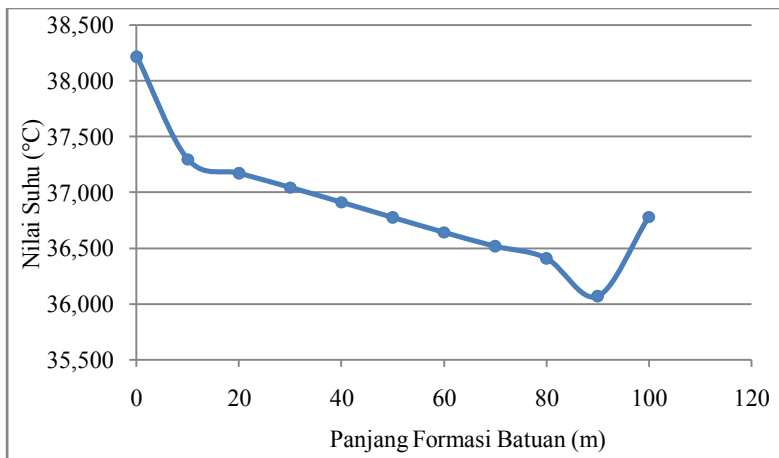
(a)				(b)	
No	Panjang Formasi batuan (m)	Tekanan Keluaran (psi)	Suhu Keluaran (°C)	ΔP (psi)	ΔT (°C)
1	0	350	38,78	0,96	0,983
2	10	349,04	37,797	0,96	0,131
3	20	348,08	37,666	0,97	0,132
4	30	347,11	37,534	0,96	0,138
5	40	346,15	37,396	0,96	0,142
6	50	345,19	37,254	0,96	0,14
7	60	344,23	37,114	0,96	0,131
8	70	343,27	36,983	0,97	0,113
9	80	342,3	36,87	0,96	0,363
10	90	341,34	36,507	0,96	-0,764
11	100	340,38	37,271		

Tabel I.2 (a) Data penurunan tekanan dan suhu dan (b) delta tekanan dan suhu pada pengkondisian kedua

(a)				(b)	
No	Panjang Formasi batuan (m)	Tekanan Keluaran (psi)	Suhu Keluaran (°C)	ΔP (psi)	ΔT (°C)
1	0	320	38,220	1	0,923
2	10	319	37,297	1	0,125
3	20	318	37,172	1	0,127
4	30	317	37,045	1	0,133
5	40	316	36,912	0,99	0,136
6	50	315,01	36,776	1	0,133
7	60	314,01	36,643	1	0,125
8	70	313,01	36,518	1	0,107
9	80	312,01	36,411	1	0,341
10	90	311,01	36,070	1	-0,71
11	100	310,01	36,78		



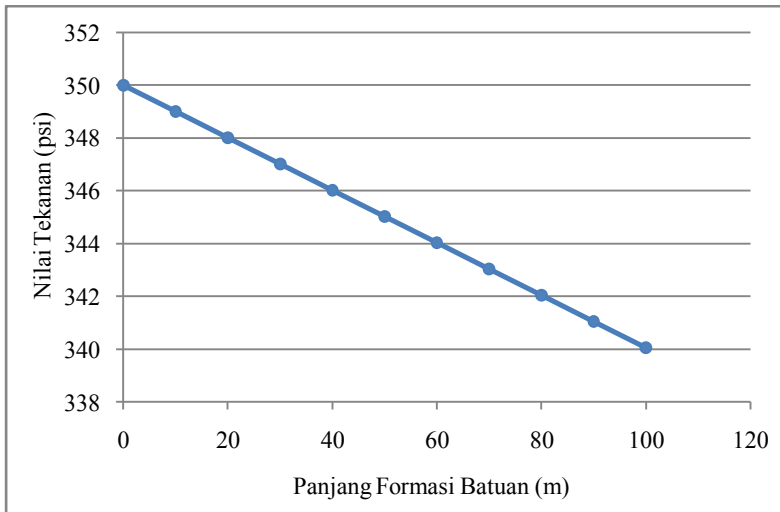
Gambar I.1 Penurunan nilai tekanan pada pengkondisian kedua



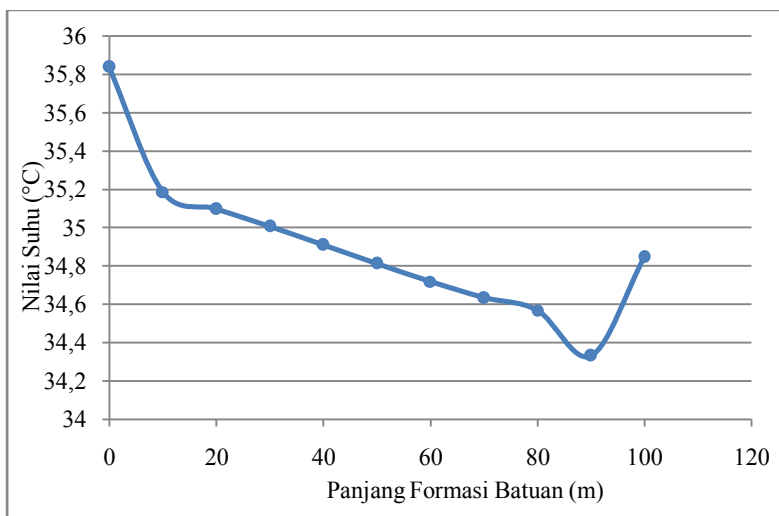
Gambar I.2 Penurunan nilai suhu pada pengkondisian kedua

Tabel I.3 (a) Data penurunan tekanan dan suhu dan (b) delta tekanan dan suhu pada pengondisian ketiga

(a)				(b)	
No	Panjang Formasi batuan (m)	Tekanan Keluaran (psi)	Suhu Keluaran (°C)	ΔP (psi)	ΔT (°C)
1	0	350	35,84	0,99	0,654
2	10	349,01	35,186	1	0,088
3	20	348,01	35,098	0,99	0,091
4	30	347,02	35,007	1	0,096
5	40	346,02	34,911	0,99	0,098
6	50	345,03	34,813	0,99	0,095
7	60	344,04	34,718	1	0,084
8	70	343,04	34,634	0,99	0,066
9	80	342,05	34,568	1	0,236
10	90	341,05	34,332	0,99	-0,515
11	100	340,06	34,847		



Gambar I.3 Penurunan nilai tekanan pada pengondisian ketiga



Gambar I.4 Penurunan nilai suhu pada pengkondisian ketiga

DAFTAR PUSTAKA

- [1] M. Hook, R. Hirsch, and K. Aleklett, "Giant oil field decline rates and their influence on world oil production," *Elsevier*, 2009.
- [2] M. Hook and K. Aleklett, "A decline rate study of Norwegian oil production," *Elsevier*, 2008.
- [3] Advances Resources International, "Basin Oriented Strategies for CO2 Enhanced Oil Recovery: EAST & CENTRAL TEXAS," 2006.
- [4] B. Widarsono, "Cadangan dan Produksi Gas Bumi Nasional: Sebuah Analisis atas Potensi dan Tantangannya," *Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"*, pp. 116-117, 2013.
- [5] Institute for 21st Century Energy - U.S Chamber of Commerce, "CO2 Enhanced Oil Recovery," Washington, DC, 2012.
- [6] A. R. Shokri and T. Badagli, *Field scale modeling of CHOPS and solvent/thermal based post CHOPS EOR applications considering non-equilibrium foamy oil behavior and realistic representation of wormholes*. Alta: Elsevier, 2015.
- [7] M. R. Riazi and M. Moshfeghian, *A thermodynamic model for LLE behavior of oil/brine/ionic-surfactant/alcohol co-surfactant systems for EOR processes*. Norman: Elsevier, 2009.

- [8] M. Kristensen, C. Ayan, R. Ramamoorthy, and Schlumberger, *Modeling of a New Single-Well EOR Piloting Technique: Application to CO₂ EOR.*: Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [9] National Institute for Petroleum and Energy Research, *ENHANCED OIL RECOVERY INFORMATION*. Bartlesville, Oklahoma: NIPER, 1986.
- [10] W. Yu, H. R. Lashgari, K. Wu, and K. Sapehrnoori, "CO₂ injection for enhanced oil recovery in Bakken tight oil reservoirs," *Elsevier*, 2015.
- [11] B. Stanley, "Effect of Uncertainty in PVT Properties on CO₂ EOR," *Society of Petroleum Engineers*, pp. 2-3, August 2014.
- [12] T. R. Biyanto, "EOR BUSINESS OPPORTUNITY IN INDONESIA," in *Pertamina*, 2015, p. 8.
- [13] E. C. Donaldson, "Enhanced Oil Recovery," in *Enhanced Oil Recovery, I, Fundamental and Analyses*. Amsterdam: Elsevier Science Publishing Company. Inc, 1989, p. 499.
- [14] A. G. Lucas, "Modern Petroleum Technology Volume 2. Downstream, 6th Edition Published on Behalf of the Institute of Petroleum," in *Proses Pembuatan Bahan Bakar Bensin dan Solar Ramah Lingkungan*. Jakarta: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (LEMIGAS), 2010, pp. 4-7.
- [15] P. Wuithier, "Raffinage et Genie Chimique, Tome I, Edition," in *Proses Pembuatan Bahan Bakar Bensin dan Solar Ramah Lingkungan*. Jakarta: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi

(LEMIGAS), 2010, pp. 4-7.

- [16] G. B. Hobson, "Modern Petroleum Technology," in *Proses Pembuatan Bahan Bakar Bensin dan Solar Ramah Lingkungan*. Jakarta: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (LEMIGAS), 2010, pp. 4-7.
- [17] A. S. Nasution, O. Sidjabat, and Morina, *Proses Pembuatan Bahan Bakar Bensin dan Solar Ramah Lingkungan*. Jakarta: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (LEMIGAS), 2010.
- [18] A. S. Nasution, "Minyak Bumi," in *Proses Pembuatan Bahan Bakar Bensin dan Solar Ramah Lingkungan*. Jakarta: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (LEMIGAS), 2010, pp. 4-7.
- [19] A. Kontawa, "Klasifikasi Minyak Bumi Indonesia," in *Proses Pembuatan Bahan Bakar Bensin dan Solar Ramah Lingkungan*. Jakarta: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (LEMIGAS), 2010, pp. 4-7.
- [20] S. B. Redwood, "Fuel Oils," in *Fuels and Lubricants Handbook Chapter 2*. West, Conshohocken: ASTM International, 2003, p. 758.
- [21] B. Samanos, "Thesis," in *Proses Pembuatan Bahan Bakar Bensin dan Solar Ramah Lingkungan*. Jakarta: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (LEMIGAS), 2010, pp. 4-7.
- [22] B. Hotimah, R. Pardede, R. Ibrahim, Adiwari, and J. Suhud, "Pemantauan Perubahan Klasifikasi Minyak Bumi Indonesia

- dalam Masa Produksi," in *Proses Pembuatan Bahan Bakar Bensin dan Solar Ramah Lingkungan*. Jakarta: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (LEMIGAS), 2010, pp. 4-7.
- [23] F. Jahn, M. Cook, and M. Graham, "Hydrocarbon Exploration and Production 2nd Edition," *Elsevier*, 2008.
- [24] J. W. Harbaugh, "Carbonate Oil Reservoir Rocks," in *Development In Sedimentology 9A*. Amsterdam: Elsevier Publishing Company, 1967, pp. 351-352.
- [25] O. Banete, "Towards Modeling Heat Transfer Using A Lattice Boltzmann Method For Porous Media," Ontario, 2014.
- [26] L. Wu and Z. Zhang, "The application of rock pyrolysis technique to geochemistry evaluation of reservoir in China," in *Petroleum Geochemistry and Exploration in the Afro-Asian Region*. London: Taylor & Francis/Balkema, 2007, p. 196.
- [27] C. J. Geankoplis, "Dynamic Viscosity," in *Comprehensive Dictionary of Chemical Engineering*. Lahore: Lulu Enterprise, Inc, 2015, pp. 164-165.
- [28] B. K. Sharma, "Chemical Energetics," in *Objective Question Bank in Chemistry*. Meerut: Satyendra Rastogi "Mitra", 2010, p. 450.
- [29] E. Rathakrishnan, "Thermodynamic Properties," in *An Introduction Fluid Mechanics - Third Edition*. New Delhi: PHI Learning Private Limited, 2012, pp. 36-39.
- [30] S. S. Rao, "Application to Heat Transfer Problem," in *The*

Finite Element Method in Engineering - Fourth Edition. Burlington: Elsevier Butterworth-Heinemann, 2005, pp. 467-469.

- [31] H. J. Ginting, "Optimasi Kondisi Operasi Steam Injection Pada Proses Enhanced Oil Recovery Menggunakan Genetic Algorithm," Surabaya, 2015.
- [32] D. A. Nield and A. Bejan, "Heat Transfer Through a Porous Medium," in *Convection in Porous Media 4th Edition*. London: Springer, 2013, pp. 36-41.
- [33] R. P. Singh, R. Dennis, and Heldman, "Handling System for Newtonian Liquids," in *Introduction to Food Engineering - Fifth Edition*. London: Elsevier, Inc, 2014, pp. 81-83.
- [34] A. D. Natawiria, "Pemodelan Kondisi Operasi PVT Steam Injection Pada Proses Enhanced Oil Recovery Dengan Metode Lattice Boltzmann dan COMSOL Software," Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, Undergraduate Thesis 2015.

Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

BIODATA PENULIS



Nama lengkap penulis adalah Anggara Widya Wicaksono, lahir di Kota Bogor pada tanggal 19 April 1994 dari ayah bernama Suhermanto dan ibu bernama Sri Lestari Widyastuti. Penulis merupakan anak kedua dari dua bersaudara. Pada tahun 2006 penulis menyelesaikan pendidikan SD di SD Negeri Polisi IV Kota Bogor, pada tahun 2009 menyelesaikan pendidikan SMP di SMP Negeri 12 Kota Bogor, pada tahun 2012 menyelesaikan pendidikan di SMA Negeri 5 Kota Bogor, dan pada tahun 2016 penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjana teknik S1 Teknik Fisika, Fakultas Teknologi Industri di Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, melalui tugas akhir ini dengan judul **“Analisis CO₂ Enhanced Oil Recovery Menggunakan Perangkat Lunak COMSOL”**. Selama perkuliahan penulis aktif dalam beberapa organisasi, komunitas, dan kepanitiaan, seperti: menjadi *staff Event External Team* di Himpunan Mahasiswa Teknik Fisika (HMTF) pada periode 2013-2014, menjadi *staff Event Department* di Unit Kegiatan Mahasiswa Bola Basket ITS (UKM Basket ITS) pada periode 2013-2014, menjadi ketua panitia *Big Event* nasional yang diadakan Jurusan Teknik Fisika, yaitu *Engineering Physics Week* pada tahun 2014, menjadi *Public Relation* HMTF pada periode 2014-2015, menjadi wakil ketua UKM Bola Basket ITS pada periode 2014-2015, menjadi ketua komunitas Sobat Bumi Surabaya pada periode 2015-2016. Apabila ada kritik, saran, maupun pertanyaan dapat menghubungi penulis melalui alamat email anggarawidyaw@gmail.com.